

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ
СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(назва факультету, інституту)

Електропостачання
(назва кафедри)

"На правах рукопису"
УДК 621.311

«До захисту допущено»
Науковий керівник кафедри

С.П. Денисюк
(підпис) (ініціали, прізвище)

«___» _____ 2018р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізація «Енергетичний менеджмент та енергоефективність»
(код і назва спеціальності)

на тему «Комплексна оцінка режимів споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах»

Виконав: студент VI курсу, групи ОН-361М
Семигран Роман Віталійович
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Науковий керівник к.т.н., старший викладач Веремійчук Ю.А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

Нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.
(вчена ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(вчена ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2018 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ
СІКОРСЬКОГО»**

Факультет (інститут) Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)

Кафедра Електропостачання
(повна назва)

Освітньо-кваліфікаційний рівень «магістр»

Напрямок підготовки 8.05070108

Спеціальність «Енергетичний менеджмент»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Науковий керівник кафедри

_____ С.П. Денисюк
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2018 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

_____ Семигран Роман Віталійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Комплексна оцінка режимів споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах»

науковий керівник Веремійчук.Ю.А к.т.н.,старший викладач,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «21» березня 2018 р. №№1148-с

2. Термін подання студентом дисертації «18» травня 2018 року

3. Об'єкт дослідження режими споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах групами споживачів.

4. Предмет дослідження методи та засоби оцінювання ефективності функціонування електричних мереж в умовах реорганізації енергетичних галузей.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) проведення аналізу нормативної бази щодо забезпечення та функціонування розподільних електричних мережах, що дає змогу визначити особливості їх експлуатації ; 2)дослідження характеристик режимів споживання електричної енергії для формування показників та критеріїв та проведення їх структурованого аналізу;; 3) розроблення процедури оцінювання режимів споживання електричної енергії з метою визначення сегментів з урахуванням їх

особливостей, впливових факторів на проведення їх кластеризації;4) розвиток та удосконалення оцінювання режимів споживання електричної енергії з використанням можливостей аналізу роботи розподільних електричних мереж для забезпечення функцій та задач органів виконавчої влади;5)розроблення алгоритмів та принципів комплексної системи оцінювання режимів споживання електроенергії в розподільних електричних мережах

6.Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу Графіки електричних навантажень, блок-схеми, узгоджені графіки споживання електричної енергії, результати кластерного аналізу

7. Дата видачі завдання «15» листопада 2017року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Отримання завдання	15.11.1017	Вик
2	Аналіз літературних джерел	17.12.2017	Вик
3	Складання плану роботи	23.12.2017	Вик
4	Робота над першим розділом	09.01.2018	Вик
5	Робота над другим розділом	19.03.2018	Вик
6	Робота над третім розділом	12.04.2018	Вик
7	Робота над четвертим розділом	28.04.2018	Вик
8	Оформлення ПЗ, нормо контроль, попередній захист	03.05.2018	Вик

Студент

(підпис)

Семигран Р.В.

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Веремійчук Ю.А.

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація Семигран Роман Віталійовича на отримання вченого ступеня магістра із спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Енергетичний менеджмент та енергоефективність» виконана на тему «Комплексна оцінка режимів споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах» на кафедрі електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського». м.Київ, 2018рік.

Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків по роботі, та включає список використаних джерел із 52 найменувань. Матеріал дисертаційної роботи ілюструють 29 таблиць, 30 рисунків. Загальний об'єм дисертаційної роботи складає 115 сторінок основного тексту.

Актуальність теми. Стабільне та якісне постачання електроенергією споживачів є однією з необхідних умов економічного розвитку країни. На сьогодні спостерігається прогресуюче старіння основного обладнання електричних станцій та мереж, особливо розподільних. Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так із районними та магістральними електричними мережами. Крім цього на сьогодні для моделювання режимів, як магістральних, так і розподільних електричних мереж широко використовуються характерні графіки навантажень.

Тому при експлуатації розподільних електричних мереж виникає необхідність постійно здійснювати оцінку показників надійності, якості і режимів споживання електроенергії. Що дозволить підвищення енергоефективності роботи енергетичного обладнання, якості і надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до оцінювання, процесу управління, споживання та передавання електроенергії.

Оскільки розподільні електричні мережі відносяться до складних систем, особливо при впровадженні ринкових умов в галузі, тому необхідно оцінювати показник якості функціонування, який дозволить дати характеристику здатності районним електричним мережам виконувати функції з надійного та якісного електропостачання споживачів.

В дослідження процесів функціонування розподільних мереж, проведення оцінювання їх надійності, взаємодію зі споживачем внесли роботи наукових діячів: Праховника А.В. Гордєєва В.І., Лежнюка П. Д., Кириленка О.В., Папкова Б.В., Денисюка С.П, Попова В.А., Окорокова В.Р. , Palensky P. ,

Разом з тим, враховуючи значну кількість робіт закордонних та вітчизняних вчених за напрямком дослідження, проблема оцінювання режимів споживання електричної енергії в розподільних мережах є актуальною задачею для електроенергетики країни та складає напрям дослідження

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Виконані в роботі дослідження відповідають напряму «Енергетика та енергоефективність» Закону України №2519-VI від 09.09.2010 «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», Закону України № 2019-VIII від 13.04.2017 «Про ринок електричної енергії», направленості тематики науково-дослідної роботи (НДР) кафедри електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського ».

Матеріали дисертаційної роботи використано під час виконання НДР №2046 «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» (Державний реєстраційний номер 0117U003825).

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення рівня ефективності функціонування розподільних електричних мережах, шляхом

побудови системи комплексного оцінювання режимів споживання електроенергії

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язувались такі наукові задачі:

- проведення аналізу нормативної бази щодо забезпечення та функціонування розподільних електричних мережах, що дає змогу визначити особливості їх експлуатації ;
- дослідження характеристик режимів споживання електричної енергії для формування показників та критеріїв та проведення їх структурованого аналізу;
- розроблення процедури оцінювання режимів споживання електричної енергії з метою визначення сегментів з урахуванням їх особливостей, впливових факторів на проведення їх кластеризації;
- розвиток та удосконалення оцінювання режимів споживання електричної енергії з використанням можливостей аналізу роботи розподільних електричних мереж для забезпечення функцій та задач органів виконавчої влади;
- розроблення алгоритмів та принципів комплексної системи оцінювання режимів споживання електроенергії в розподільних електричних мережах

Об'єктом дослідження режими споживання електроенергії в розподільних електричних мережах групами споживачів

Предметом дослідження є методи та засоби оцінювання ефективності функціонування електричних мереж в умовах реорганізації енергетичних галузей.

Методи дослідження. Для проведення комплексного оцінювання режимів споживання електроенергії в розподільних електричних мережах будуть використані методи математичного моделювання та чисельні методи. Статистичні методи оброблення інформації будуть використані для аналізу графіків електричного навантаження. Методи R/S-аналізу для розроблення

алгоритмів щодо формування типових графіків електричних навантажень. Для візуалізації алгоритмів і програм аналізу графіків електричного навантаження буде використано інформаційно-аналітичний комплекс.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

1) удосконалено підхід щодо визначення показників впливу оцінювання режимів споживання електроенергії на функціонування оператора системи розподілу.

2) дістали подальшого розвитку методичні підходи щодо оцінювання структурної, режимної та балансової надійності роботи розподільних електричних мереж з урахуванням особливостей споживання електричної енергії.

Практичне значення роботи. Дослідження, що було проведене в роботі може бути використане:

- для забезпечення реалізації положень Закону України «Про ринок електричної енергії» покращити позицію України за показником надійності електропостачання в рейтингу сприятливості ділового середовища «Doing Business»

- для класифікації показників та критеріїв, що характеризують режими споживання електроенергії в розподільних електричних мережах

- для планування та розвитку розподільних електричних мережах в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України

- для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів в результаті зменшення втрат в розподільних електричних мережах.

Ключові слова: графік електричного навантаження, розподільна електрична мережа, спожива електричної енергії, режими споживання електричної енергії

ABSTRACT

Master`s thesis Semyhran Roman Vitalievich for obtaining a Master`s degree in specialty 141 “Power engineering, electrical engineering and electromechanics” specialization “Energy management and energy efficiency” performed on the theme “Comprehensive evaluation of modes of electricity consumption in distribution electric networks” at the Department of Electrical Supply of the National Technical University of Ukraine “Kyiv Polytechnic Institute named after Igor Sikorsky”, Kyiv, 2018.

The thesis consist of introduction, four sections, conclusions on work and includes a list of used sources from 52 titles. The material of the dissertation illustrates 29 tables, 30 figures. The total volume of dissertation work is 115 pages of the main text.

Relevance of the work. Stable and high-quality supply of electricity by consumers is one of the prerequisites for the country's economic development. Today there is a progressive aging of the main equipment of electric power stations and networks, especially distribution ones. Distribution electric networks of Ukraine with voltage 0,4 ... 35 kV represent the final link in the system of providing consumers with electric energy. They are in direct interaction with the consumer, both with district and trunk electric networks. In addition to today, typical load schedules are widely used for simulating modes, both main and distribution electrical networks.

Therefore, when operating distribution electrical networks, it is unnecessary to constantly evaluate the reliability, quality and modes of electricity consumption. That will allow increasing energy efficiency of energy equipment, quality and reliability of electricity supply of consumers, based on new approaches to the assessment, management, consumption and transmission of electricity.

Since the distribution grids relate to complex systems, especially with the introduction of market conditions in the industry, it is therefore necessary to evaluate the performance indicator, which will allow to characterize the ability of

district electric networks to perform functions of reliable and high-quality consumer electricity supply.

In the study of the processes of functioning of distribution networks, the evaluation of their reliability, interaction with the consumer made the work of scientists: Prahovnik AV Gordeeva VI, Lezhnyuk P.D., Kyrylenko O.V., Papkova B.V., Denisyuka S.P., Popova V.A., Okorokova V.R. , Palensky R.,

At the same time, taking into account the considerable number of works of foreign and domestic scientists in the research direction, the problem of estimating the modes of electricity consumption in distribution networks is an urgent task for the country's electroenergy and is the direction of research

Communication with academic programs, plans, themes. Made in the study correspond to the area of "Energy and energy efficiency" law of Ukraine No. 2519-VI of 09.09.2010, The Law of Ukraine No. 2019-VIII of April 13, 2017 "On the Electricity Market", the direction of the topic of research work (GDR) of the Department of Electrical Supply of the National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute named after Igor Sikorsky".

The materials of the dissertation work were used during the implementation of the research work №2046 "Investigation of optimal functioning of integrated systems of energy supply of consumers with the use of integrated accumulation of electric and thermal energy" (State registration number 0117U003825).

The purpose of the work The aim of the work is to increase the efficiency of the operation of distribution electrical networks, by constructing a system of integrated assessment of the modes of electricity consumption

To achieve this goal, the following scientific tasks were solved:

1) analysis of the regulatory framework for the provision and operation of distributive electrical networks, which makes it possible to determine the peculiarities of their operation;

2) studying the characteristics of electricity consumption regimes for the formation of indicators and criteria and their structured analysis;

3) development of a procedure for assessing the modes of consumption of electric energy in order to identify segments, taking into account their features, influential factors in their clusterization;

4) development and improvement of estimation of modes of electric energy consumption, using the possibilities of analysis of work of distribution electric networks for maintenance of functions and tasks of executive bodies

5) development of algorithms and principles of the complex system of estimation of modes of electricity consumption in distribution electric networks

The object of research modes of electricity consumption in distribution networks by consumer groups.

The subjects of research there is is methods and means for evaluating the efficiency of operation of electric networks in the conditions of reorganization of energy industries.

Methods of research. Methods for mathematical modeling and numerical methods will be used to conduct a complex assessment of electricity consumption in distributed electrical networks. Statistical methods of information processing will be used to analyze the schedules of electrical load. Methods of R / S analysis for the development of algorithms for the formation of typical graphs of electrical loads. An information-analytical complex will be used to visualize algorithms and programs for analyzing graphs of electric tension.

The scientific novelty of the results is as follows:

1) the approach to determining the impact indicators of the assessment of electricity consumption modes on the operation of the distribution system operator is improved..

2) got further development of methodical approaches to assess the structural, mode and balance reliability of the distribution electrical networks, taking into account the peculiarities of electric energy consumption

The practical value of the result The research that has been done in the work can be used:

- to ensure the implementation of the provisions of the Law of Ukraine "On the Electricity Market" to improve the position of Ukraine on the indicator of reliability of electricity supply in the Doing Business Business Entrepreneurship Rating
- for the classification of indicators and criteria characterizing the modes of electricity consumption in distribution electric networks
- for planning and development of distributive electric networks in the united energy system (UES) of Ukraine
- to provide reliable and high-quality consumer power supply as a result of reduction of losses in distribution electric networks.

Key words: schedule of electrical loads, distribution electric network, consumer of electric energy, modes of electric energy consumption.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЛЕП – Лінія електропередачі
ОЕС - Об'єднана енергетична система
ЕС – споживач електроенергії
ЦЖ – центр живлення
ПС – підстанція
ГЗП – головна знижувальна підстанція
ДЕС – дизельна електростанція
НКРЕКП – національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
ДЖ – джерело живлення
ПЛ – повітрянні лінії
КЛ – кабельні лінії
ОСР - оператор системи розподілу
КВЕД - Класифікація видів економічної діяльності
ЕП – електроприймач
ПКР – повторно-короткочасний режим роботи
ТВ – тривалість включення
ГЕН – графік електричного навантаження
РСМ - метод нечіткої кластеризації

ЗМІСТ

ВСТУП.....	15
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ТА СУЧАСНИЙ СТАН СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ	19
1.1. Сучасний стан і перспективи розвитку електроенергетики України	19
1.2. Загальні відомості про розподільні електричні мережі.....	23
1.2.2. Класифікація розподільних електричних мереж	24
1.3 Аналіз нормативного забезпечення з питань функціонування та розвитку системи розподілу	31
ВИСНОВКИ	37
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	39
2.1. Аналіз та класифікація режимів споживання електричної енергії	39
2.1.1. Класифікація та характеристика споживачів електроенергії	39
2.1.2 Аналіз та класифікації графіків електричного навантаження	49
2.1.3 Показники та коефіцієнти оцінювання режимів споживання електричної енергії.....	60
2.2 Методи оцінювання режимів споживання електричної енергії.....	71
2.2.1 Підходи кластерного аналізу до групування графіків електричного навантаження.....	71
2.2.1.1 Ієрархічний кластерний аналіз.....	72
2.2.1.2 Метод пошуку згущень	74
2.2.1.3 Метод k -середніх	75
2.2.2 Метод нормованого розмаху (R/S аналіз).....	76
2.3 Аналіз втрат енергії в розподільних електричних мережах	81

Висновки до розділу 2.....	88
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБЛЕННЯ ТА АПРОБАЦІЯ ПРОЦЕДУРИ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	89
3.1 Процедура сегментації графіків електричного навантаження ...	89
3.1.1 Статистична обробка фактичних графіків електричних навантажень ..	89
3.1.1.1 Нормалізація характерних графіків навантажень КВЕД	92
3.1.1.2 Визначення метричного простору графіків електричних навантажень	93
3.1.2 Проведення класифікація графіків електричних навантажень за режимними характеристиками.	96
3.2 Алгоритми та структурні моделі реалізації оцінювання режимів споживання електроенергії.....	117
4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	123
4.1 Опис ідеї проекту	123
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	124
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	125
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту.....	126
4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту	127
Висновки до розділу 4.....	128
ВИСНОВКИ	128

ВСТУП

Стабільне та якісне постачання електроенергією споживачів є однією з необхідних умов економічного розвитку країни. На сьогодні спостерігається прогресуюче старіння основного обладнання електричних станцій та мереж, особливо розподільних. Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так із районними та магістральними електричними мережами. Крім цього на сьогодні для моделювання режимів, як магістральних, так і розподільних електричних мереж широко використовуються характерні графіки навантажень.

Тому при експлуатації розподільних електричних мереж виникає необхідність постійно здійснювати оцінку показників надійності, якості і режимів споживання електроенергії. Що дозволить підвищення енергоефективності роботи енергетичного обладнання, якості і надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до оцінювання, процесу управління, споживання та передавання електроенергії.

Оскільки розподільні електричні мережі відносяться до складних систем, особливо при впровадженні ринкових умов в галузі, тому необхідно оцінювати показник якості функціонування, який дозволить дати характеристику здатності районним електричним мережам виконувати функції з надійного та якісного електропостачання споживачів.

В дослідження процесів функціонування розподільних мереж, проведення оцінювання їх надійності, взаємодію зі споживачем внесли роботи наукових діячів: Праховника А.В. Гордєєва В.І., Лежнюка П. Д., Кириленка О.В., Папкова Б.В., Денисюка С.П., Попова В.А., Окорокова В.Р. , Palensky P. ,

Разом з тим, враховуючи значну кількість робіт закордонних та вітчизняних вчених за напрямком дослідження, проблема оцінювання режимів споживання електричної енергії в розподільних мережах є

актуальною задачею для електроенергетики країни та складає напрям дослідження

Виконані в роботі дослідження відповідають напряму «Енергетика та енергоефективність» Закону України №2519-VI від 09.09.2010 «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», Закону України № 2019-VIII від 13.04.2017 «Про ринок електричної енергії», направленості тематики науково-дослідної роботи (НДР) кафедри електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

Матеріали дисертаційної роботи використано під час виконання НДР №2046 «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» (Державний реєстраційний номер 0117U003825).

Метою роботи є підвищення рівня ефективності функціонування розподільних електричних мережах, шляхом побудови системи комплексного оцінювання режимів споживання електроенергії

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язувались такі наукові задачі:

проведення аналізу нормативної бази щодо забезпечення та функціонування розподільних електричних мережах, що дає змогу визначити особливості їх експлуатації ;

дослідження характеристик режимів споживання електричної енергії для формування показників та критеріїв та проведення їх структурованого аналізу;

розроблення процедури оцінювання режимів споживання електричної енергії з метою визначення сегментів з урахуванням їх особливостей, впливових факторів на проведення їх кластеризації;

розвиток та удосконалення оцінювання режимів споживання електричної енергії з використанням можливостей аналізу роботи

розподільних електричних мереж для забезпечення функцій та задач органів виконавчої влади;

розроблення алгоритмів та принципів комплексної системи оцінювання режимів споживання електроенергії в розподільних електричних мережах

Об'єктом дослідження режими споживання електроенергії в розподільних електричних мережах групами споживачів

Предметом дослідження є методи та засоби оцінювання ефективності функціонування електричних мереж в умовах реорганізації енергетичних галузей.

Для проведення комплексного оцінювання режимів споживання електроенергії в розподільних електричних мережах будуть використані методи математичного моделювання та чисельні методи. Статистичні методи оброблення інформації будуть використані для аналізу графіків електричного навантаження. Методи R/S-аналізу для розроблення алгоритмів щодо формування типових графіків електричних навантажень. Для візуалізації алгоритмів і програм аналізу графіків електричного навантаження буде використано інформаційно-аналітичний комплекс.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

удосконалено підхід щодо визначення показників впливу оцінювання режимів споживання електроенергії на функціонування оператора системи розподілу.

дістали подальшого розвитку методичні підходи щодо оцінювання структурної, режимної та балансової надійності роботи розподільних електричних мереж з урахуванням особливостей споживання електричної енергії.

Дослідження, що було проведене в роботі може бути використане:

- для забезпечення реалізації положень Закону України «Про ринок електричної енергії» покращити позицію України за показником надійності електропостачання в рейтингу сприятливості ділового середовища «Doing Business»

- для класифікації показників та критерії, що характеризують режими споживання електроенергії в розподільних електричних мережах
- для планування та розвитку розподільних електричних мережах в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України
- для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів в результаті зменшення втрат в розподільних електричних мережах.

Ключові слова: графік електричного навантаження, розподільна електрична мережа, спожива електричної енергії, режими споживання електричної енергії

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ТА СУЧАСНИЙ СТАН СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

1.1. Сучасний стан і перспективи розвитку електроенергетики України

Енергетика України – стратегічна галузь національної економіки – основа функціонування загальнодержавного комплексу суспільного виробництва та забезпечення гідних умов життя населення.

Основою енергетики країни є Об'єднана енергетична система (ОЕС), що забезпечує централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодію з енергосистемами суміжних країн, експорт та імпорт електроенергії. ОЕС України включає 8 регіональних електроенергетичних систем – Донбаську, Дніпропетровську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну та Центральну, що пов'язані між собою системоутворювальними й міждержавними ЛЕП 750 і 330–500 кВ. [1]

На сьогодні основними виробниками електроенергії є 14 найбільш потужних тепло- і 8 гідроелектростанцій, а також 4 атомні електростанції. Характеристики деяких гідравлічних, теплових і атомних електростанцій наведені в таблицях 1.1–1.3.

Таблиця 1.1 – Найбільші гідравлічні електростанції України

Назва	Установлена потужність, МВт
Канівська	444
Кременчуцька	625
Дніпровська	1538
Дністровська	702

Таблиця 1.2 – Найбільші теплові електростанції України

Назва	Установлена потужність, МВт	Кількість і електрична потужність турбогенераторів, шт×МВт
Вуглегірська	3600	3×800; 4×300
Запорізька	3600	3×800; 4×300
Криворізька	2820	10×282
Бурштинська	2300	8×195; 4×185
Зміївська	2150	4×275; 6×175
Ладизинська	1800	6×300
Трипільська	1800	6×300
Придніпровська	1765	3×285; 1×315; 4×150
Курахівська	1460	6×220; 1×200

Транспорт електроенергії від енергогенерувальних до енергопостачальних компаній магістральними електромережами, а також диспетчерські функції забезпечує Національна енергетична компанія «Укренерго», до складу якої входять 8 регіональних електроенергетичних систем із диспетчерськими центрами [1].

Таблиця 1.3 – Атомні електростанції Національної атомної енергогенеруючої компанії «Енергоатом»

Назва	Установлена потужність, МВт	Кількість, електрична потужність і тип енергоблоків, шт×МВт
Запорізька	6000	6×1000 (ВВЕР)
Південно-Українська	3000	3×1000 (ВВЕР)
Рівненська	2835	2×1000; 1×420; 1×415 (ВВЕР)
Хмельницька	2000	2×1000 (ВВЕР)

Електричні мережі Міненерго України налічують сьогодні більше 1 млн км повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній усіх класів напруги.

Розподільні електричні мережі 0,4–150 кВ охоплюють усю територію України і виконують переважно функції розподілу та передачі електроенергії безпосередньо до споживачів. [1]

Розроблена Енергетична стратегія України на період до 2035 року балансує розвиток паливно-енергетичного комплексу з розвитком економіки країни за забезпечення потреб соціальної сфери в паливно-енергетичних ресурсах.

Стратегія визначає головні цілі та завдання, основні напрями та показники, баланси виробництва і споживання, заходи з кардинального підвищення рівня енергетичної безпеки країни.

Основні цілі Енергетичної стратегії України:

1. Створення умов для постійного і якісного задоволення попиту на енергетичні продукти.
2. Забезпечення надійного функціонування енергетики, її стабільного й ефективного розвитку.
3. Підвищення рівня енергетичної безпеки.
4. Зниження енергоємності у виробництві та використанні енергетичних продуктів.
5. Зменшення техногенного навантаження на довкілля.
6. Інтеграція ОЕС України в європейську енергетичну систему з подальшим збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позицій України як транзитної держави. [1]

Територіальне розташування України між ЄС та РФ, акт зовнішньої агресії останньої проти України містять як виклики, так і можливості. Виклик – ризик втрати частини енергосистеми та транзитного статусу; можливість – використання сприятливого географічного розташування і тенденцій на ринках транспортування енергоносіїв, набуття незалежності від імпорту газу та зменшення залежності в сфері транзиту нафти з РФ.

Меморандум між Україною та ЄС про порозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі від 24 листопада 2016 року закріплює стратегічну роль України як країни-транзитера, однак у цілому стратегія ЄС вже не орієнтована на потенціал України як найважливішої енергокомунікаційної ланки на Сході, оскільки інтереси окремих, більш впливових країн-членів беруть гору над спільно визначеними пріоритетами. [2]

Поширення європейських енергетичних стандартів на українське законодавство здатне істотно підвищити опірність України спробам політизувати міждержавні відносини у сфері енергетики, а долучення до загальноєвропейського ринку – лібералізувати та демонополізувати внутрішні енергетичні ринки, зробити їх більш прозорими та конкурентоспроможними. Трансформація та інтеграція ринків можлива лише за умови, коли одним із головних гравців стане споживач, як того вимагає ціль 7 програмної всеохоплюючої резолюції Організації Об'єднаних Націй 2015 року «Порядок денний в області сталого розвитку на період до 2030 року». [2]

Стратегічним завданням є виведення держави на рівень максимальної енергетичної незалежності. При цьому до 2025 року головним фокусом має бути енергозбереження, утримання досягнутих обсягів видобутку вуглеводнів та максимальна диверсифікація постачання первинних енергоресурсів. [2]

На період до 2035 року – успішна реалізація проектів розробки родовищ природного газу, в тому числі з нетрадиційних джерел. У результаті системної трансформації енергетична інфраструктура має стати гнучким інструментом системи енергетичної безпеки України, базисом надійного енергозабезпечення споживачів та ланкою системи безпеки постачань до ЄС зі східного напрямку. [2]

1.2. Загальні відомості про розподільні електричні мережі

1.2.1. Вимоги до розподільних електричних мереж

До електричних мереж, які служать для передачі електроенергії від місця виробництва до місця вжитку та розподілу електроенергії між споживачами, висуваються такі вимоги:

1) забезпечувати надійне, а для ЕС I категорії безперебійне електропостачання. Під надійністю мережі розуміють вірогідність безвідмовної її роботи впродовж заданого часу при забезпеченні необхідної якості електроенергії. Надійним вважається електропостачання, при якому в разі аварійних пошкоджень елементів мережі живлення ЕС відновлюється протягом часу, необхідного для виробництва ручних перемикачів без виконання ремонту пошкодженого елемента. Безперебійним вважається електропостачання, при якому в разі аварійних пошкоджень живлення ЕС не порушується або має місце перерва в подачі електроенергії на час роботи автоматичних пристроїв; [1]

2) постачати ЕС електроенергію необхідної якості. Якість електроенергії характеризується показниками, що визначають ступінь відповідності напруги та частоти в мережі їхнім нормованим значенням; [1]

3) задовольняти умови економічності споруди й експлуатації. При цьому мають виконуватися також технічні вимоги, спрямовані на вживання найбільш досконалих технічних рішень і забезпечення якнайповнішого та раціональнішого використання устаткування. Економічність є найбільш загальним критерієм, що розглядається спільно з вимогами надійності електропостачання. Щоб мережа була економічною, необхідний вибір найбільш доцільних конфігурацій, напруги, перетинів дротів і т.д. Тому варіанти рішень оцінюються (порівнюються між собою) за встановленими наразі критеріями економічної ефективності капітальних вкладень.[3]

Електричні мережі повинні забезпечувати безпеку і зручність експлуатації, а також можливість розвитку без докорінного переоблаштування. Обов'язковою умовою є випереджаючий розвиток електричних мереж в електроенергетиці (при випереджаючому розвитку енергетики в народному господарстві).

1.2.2. Класифікація розподільних електричних мереж

Електричні мережі класифікують за рядом показників, що характеризують як мережу в цілому, так і окремі її елементи.

1. За струмом розрізняють мережі змінного й постійного струму [1]. Трифазний змінний струм 50 Гц має ряд переваг порівняно з постійним:

1) можливість трансформації з однієї напруги на іншу в широких межах;

2) можливість передачі великих потужностей на великі відстані, що досягається трансформацією напруги генераторів у вищу напругу для передачі електроенергії по лінії та зворотною трансформацією високої напруги в низьку на приймальному пункті. За такого способу передачі електроенергії втрати в лінії зменшуються, оскільки вони залежать від струму в лінії, а струм за однієї і тієї ж потужності тим менший, чим вища напруга;[1]

3) при трифазному змінному струмі конструкція асинхронних електродвигунів проста та надійна (немає колектора). Конструкція СГ змінного струму також простіша за генератор постійного струму (відсутній колектор та ін.);[1]

До переваг постійного струму слід віднести:

1) відсутність реактивного складника струму (можливе повне використання ліній);

2) зручне і плавне регулювання у великих межах кількості обертів електродвигунів постійного струму;

3) великий початковий обертовий момент у серієсних двигунів, що широко вживаються в електротязі та кранах;

4) можливість електролізу та ін.

Поширеними є мережі трифазного змінного струму. При великій кількості ЕС однофазного струму від трифазної мережі робляться однофазні відгалуження. [1]

Мережі постійного струму споруджуються для живлення промислових підприємств (електролізних цехів, електричних печей і т. д.), міського електротранспорту (трамвая, тролейбуса, метрополітену). Електрифікація залізничного транспорту здійснюється як на постійному, так і змінному струмі.

Постійний струм використовують також для передачі енергії на значні відстані, оскільки застосування змінного струму з цією метою пов'язане з труднощами забезпечення стійкої паралельної роботи генераторів електростанцій. Проте на постійному струмі при цьому працює лише лінія, на живильному кінці якої змінний струм перетвориться на постійний, а на приймальному кінці відбувається інвертування постійного струму на змінний[1].

Постійний струм може бути використаний в електропередачах змінного струму для організації зв'язку двох електроенергетичних систем у вигляді вставки постійного струму – електропередачі постійного струму «нульової довжини», коли дві системи з'єднуються між собою через вирівнювальнопереформувальний пристрій. При цьому відхилення частоти в кожній із систем майже не відбивається на потужності, що передається.

2. За напругою електричні мережі поділяються на мережі напругою до 1 кВ і вище 1 кВ. [1]

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою, за якої забезпечується нормальна й найбільш економічна робота устаткування та ЕС.

Розрізняють номінальну напругу генераторів, трансформаторів, мереж і ЕС.

Номінальна напруга мережі збігається з номінальною напругою ЕС, а номінальна напруга генератора за умовами компенсації втрат напруги в мережі приймається на 5 % вище за номінальну напругу мережі.

Номінальна напруга трансформатора встановлюється для його первинної та вторинної обмоток при холостому ході. У зв'язку з тим, що первинна обмотка трансформатора є приймачем електроенергії, для знижувального трансформатора її номінальна напруга приймається рівною номінальній напрузі мережі. Напруга вторинної обмотки трансформатора, що живить мережу, при навантаженні повинна має на 5 % вище за номінальну напругу мережі. Оскільки при навантаженні відбувається втрата напруги в самому трансформаторі, то номінальна напруга (тобто напруга холостого ходу) вторинної обмотки трансформатора приймається на 10 % вище за номінальну напругу мережі.

Електричні мережі за напругою умовно поділяються на мережі низької (220–660 В), середньої (6–35 кВ), високої (110–220 кВ), надвисокої (330–750 кВ) і ультрависокої (1000 кВ і вище) напруги. [1]

Основна шкала напруги України [4]: 10(6)/35/110(150)/330/750 кВ. У Луганській області використовується шкала 10(6)/35/110/220 кВ, у Закарпатській – 10(6)/35/110/220/400 кВ. Основними розподільними мережами є мережі 110 кВ (у Дніпропетровській, Запорізькій, Кіровоградській, Миколаївській і Херсонській областях і прилеглих до них районах – 150 кВ). На цій напрузі здійснюється електропостачання промислових підприємств і вузлів, великих міст, електрифікація залізничного і трубопровідного транспорту, перший рівень розподілу електроенергії в

сільській місцевості. Напруга 35 кВ використовується для створення центрів живлення (ЦЖ) мереж 6 і 10 кВ здебільшого в сільській місцевості. Зі зростанням електричних навантажень у ряді районів намічається тенденція до обмеження розвитку мереж 35 кВ і заміни їх мережами 110 кВ. Напруга 6–10 кВ призначена для розподільних мереж у містах, сільській місцевості й на промислових підприємствах; переважає напруга 10 кВ, мережі 6 кВ застосовуються за наявності на підприємствах значного навантаження (електродвигунів) з номінальною напругою 6 кВ. Вживання напруги 3 кВ для мереж, що проектується, не рекомендується. [1]

У транспорті та промисловості використовується така напруга постійного струму: для контактної мережі, що живить трамваї і тролейбуси, – 600 В, вагони метрополітену, – 825 В; для електрифікованих залізниць – 3300 і 1650 В; відкриті гірські розробки обслуговуються тролейвозами й електровозами, що живляться від контактної мережі 600, 825, 1650 і 3300 В; підземний промисловий транспорт використовує напругу 275 В. Мережі дугових печей мають напругу 75 В, електролізних установок – 220–850 В. [1]

3. За конструктивним виконанням розрізняють повітряні та кабельні мережі, провідні і струмопроводні. [1]

4. За розташуванням мережі поділяються на зовнішні та внутрішні. Зовнішні мережі виконують неізолюваними й ізолюваними дротами, кабелями (підземними, підводними); внутрішні кабелями, неізолюваними та ізолюваними дротами, шинами. [1]

5. За характером споживання розрізняють мережі міські, промислові, сільські, електрифікованих залізниць, магістральних нафто- і газопроводів, електричних систем. [1]

Міські мережі характеризуються високою густотою електричних навантажень (до 12 МВА/км²) і великою кількістю різнорідних споживачів, розміщених на обмеженій площі. При цьому потрібна висока надійність електропостачання, оскільки електроенергія відіграє вирішальну роль у

забезпеченні нормальної життєдіяльності міста. Із урахуванням цих особливостей міські мережі утворюють специфічні системи електропостачання, що охоплюють усіх споживачів, які містять промислові підприємства, електрифікований транспорт та ін. Основними ДЖ міст є місцеві електростанції та районні ПС 110 кВ і вище. [1]

Міські мережі діляться на електрозабезпечувальні мережі ВН, живильні і розподільні мережі середньої напруги (СН) і розподільні мережі низької напруги (НН). До електрозабезпечувальних мереж ВН належать ПЛ і ПС 110 кВ і вище. Електрозабезпечувальна мережа зазвичай виконується у вигляді кільця, що охоплює місто. У значних містах електрозабезпечувальна мережа включає, окрім кільця, мережу глибокого введення 110 кВ, що живить центральні райони міста. До живильних і розподільних мереж СН належать лінії 10(6) кВ і ТП 10(6)/0,38 кВ. За основну напругу для міських мереж СН прийнято напругу 10 кВ. У містах, де є мережі 6 кВ, вони, здебільшого, переводяться на 10 кВ. До розподільних мереж НН належать лінії 0,38/0,22 кВ. [1]

У зв'язку з обмеженістю території, необхідністю забезпечення безпеки населення, створення необхідної надійності й архітектурно – естетичними вимогами міські живильні та розподільні мережі виконують кабельними, а ПЛ споруджують на околицях міста й у приміській зоні. Міські ПС виробляють закритого типу (при цьому потрібна менша територія і послаблюється шум від трансформаторів)

Промислові мережі. До них належать мережі промислових підприємств. Основними ДЖ промислових підприємств є мережі енергосистем. Виключення становлять підприємства з великим теплоспоживанням, для яких основним ДЖ може служити власна ТЕЦ, яка має зв'язок з енергосистемою на напрузі 110 кВ і вище. [1]

Схеми електропостачання промислових підприємств, які живляться від енергосистеми, поділяються на схеми зовнішнього і внутрішнього

електропостачання. Напруга мережі зовнішнього електропостачання залежить від напруги електричних мереж енергосистеми й навантаження підприємства. Для електропостачання дрібних підприємств (встановлена потужність ЕС до 5 МВт) використовуються мережі 10(6) кВ із живленням від найближчих ПС енергосистеми. Для електропостачання середніх (встановлена потужність ЕС від 5 до 75 МВт) і крупних (встановлена потужність ЕС більше 75 МВт) підприємств використовують мережі 110 кВ і вище [1].

Схеми зовнішнього електропостачання можуть базуватися [1]:

- на великій вузловій ПС 330(220)/110 кВ, яка називається головною знижувальною ПС (ГЗП), від якої електроенергія розподіляється між ПС 110/10(6) кВ глибоких уведень;
- на низці ПС 110/10(6) кВ, приєднаних до мережі 110 кВ енергосистеми;
- на ПС глибокого введення 330(220)/10(6) кВ – для значних підприємств із зосередженим навантаженням.

У схему внутрішнього електропостачання промислового підприємства входять постачальні та розподільні мережі 6–10 кВ і розподільні мережі до 1 кВ.

Значні підприємства, що займають великі площі, з ТЕЦ або ГЗП на своїй території мають постачальну мережу з розподільним пунктом і розподільною мережею 6–10 кВ, якою електроенергія підводиться до цехових ТП; при цьому розподільний пункт зазвичай розміщують у місцях найбільшого споживання електроенергії. Розподільні мережі 6–10 кВ виконують переважно у вигляді розімкнених магістралей або резервованих схем, а розподільні мережі до 1 кВ – радіальними або магістральними.[1]

Сільські мережі призначені для електропостачання сільськогосподарських підприємств, невеликих населених пунктів, міст районного підпорядкування. До цих мереж приєднуються також малі та

середні промислові підприємства, розташовані в сільській місцевості. Мережами сільськогосподарського призначення вважаються мережі 0,38–110 кВ, від яких отримують електроенергію переважно (більше 50 % розрахункового навантаження) сільськогосподарські споживачі. Особливістю цих мереж є їхня велика протяжність і мала густина навантажень (до 15 кВА/км²).[1]

Основною системою напруги для електропостачання сільських споживачів є система 110/35/10/0,38 кВ. При значних навантаженнях і розвиненій мережі 110 кВ застосовується система 110/10/0,38 кВ. Ця система перспективніша і все ширше використовуватиметься при збільшенні густоти електричних навантажень.[1]

Електропостачання сільських споживачів здійснюється здебільшого централізовано від енергосистем. Лише в окремих випадках (при невеликих навантаженнях і великій віддаленості від ДЖ) може виявитися доцільним децентралізоване електропостачання від дизельної електростанції (ДЕС) або поновлюваних джерел енергії. Система централізованого електропостачання сільських споживачів складається з постачальних і розподільних мереж. Перші призначені для передачі електроенергії від опорних ПС енергосистеми до проміжних ПС. До цих мереж належать ПЛ 35–110 кВ і ПС 110/35/10, 110/10 і 35/10 кВ. [1]

Розподільні мережі складаються з ПЛ 10 кВ, споживчих ПС 10/0,38 і 35/0,38 кВ і ПЛ 0,38/0,22 кВ.

Сільські мережі виконують, в основному, за розімкненими схемами. Мережі 35 кВ також переважно споруджують за радіальними розімкненими схемами, а за наявності ЕС I категорії застосовують схему з двостороннім живленням від двох незалежних ДЖ. Мережі 10 кВ споруджують розгалуженими без резервування або з резервною перемичкою між мережами, що живляться від різних ДЖ. Розподільні мережі 0,38/0,22 кВ завжди працюють за розімкненою схемою. [1]

1.3 Аналіз нормативного забезпечення з питань функціонування та розвитку системи розподілу

Ринкові відносини, повна господарська і фінансова самостійність підприємств вимагає впорядкування юридичних і фінансових відносин між суб'єктами ринку, встановлення чітких та прозорих правил взаємодії. Одним з таких питань є забезпечення належного рівня надійності функціонування ОЕС України, які традиційно розглядають у розрізі трьох базових складових, а саме як [6-7]:

- балансову надійність, тобто забезпеченість у будь-який момент часу попиту споживачів на електро-енергію необхідними генеруючими потужностями з обов'язковою наявністю нормативних величин їх ре-зervів (надійність балансу енергії та потужності з нормативними величинами резервів первинного, вторинно-го та третинного регулювання), а також відповідними первинними енергоресурсами (паливом для ТЕС, во-дою для ГЕС тощо);

- структурну надійність, тобто оцінку тривалості та ймовірності різних станів елементів енергосисте-ми, за появи яких не забезпечується повне задоволення попиту споживачів на електроенергію;

- режимну надійність, тобто забезпечення роботи електроенергетичного обладнання без порушення припустимих меж основних параметрів його функціонування (робочої потужності енергоблоків, пропускної здатності окремих елементів електричних мереж та їх груп тощо).

Для збереження надійного функціонування ОЕС України законодавчими та нормативно-правовими підставами для застосування заходів з примусового обмеження споживачів електричної енергії слід вважати на:

- законодавчому рівні - відповідні Закони України [8-10];

- нормативно-правовому рівні - постановами Кабінету Міністрів України [11], накази Мінпаливенерго (Міненерговугілля) України [12-17].

З метою виконання міжнародно-правових зобов'язань України щодо реформування енергетичної сфери Верховна Рада 22 вересня 2016 року ухвалила проект Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», а 13 квітня 2017 року прийняла Закон «Про ринок електричної енергії».

Останній Закон визначає правові, економічні та організаційні засади функціонування ринку електричної енергії і регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, розподілом, купівлею-продажем, постачанням електричної енергії для забезпечення її надійного та безпечного постачання споживачам з урахуванням інтересів споживачів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання електричної енергії та мінімізації негативного впливу на навколишнє природне середовище [18].

У новому ринку буде збережена цілісність та надійність ОЕС України, єдиного диспетчерського (оперативно - технологічного) управління нею та розширені можливості розвитку міждержавних перетинів з енергосистемами суміжних країн [18].

Робота ринку повинна сприяти енергоефективності, розвитку альтернативної та відновлюваної енергетики та захисту навколишнього природного середовища [18].

Важливою складовою нового ринку мають бути принципи добросовісної конкуренції; рівності прав на продаж та купівлю електричної енергії; вільного вибору електропостачальника; недискримінаційного та прозорого доступу до системи передачі та систем розподілу; недискримінаційної участі в ринку електричної енергії; незалежного регулювання; та недискримінаційного ціно- та тарифоутворення, що відображає економічні витрати.

Для впровадження нової моделі ринку електроенергії з дня набрання чинності Законом необхідно здійснити низку заходів, які можна розділити на чотири групи: законодавчі, організаційні, фінансові та технічні

(технологічні). Протягом 7-18 місяців повинна бути проведена реорганізація обленерго – відокремлення оператора системи розподілу від виробництва, передачі, та постачання електричної енергії шляхом створення відповідних суб'єктів господарювання [18].

Закон дає на це 18 місяців, але вже через 7 місяців з моменту набрання чинності закону НКРЕКП має отримати інформацію про здійснення заходів з відокремлення операторів системи розподілу (у вертикально-інтегрованих компаніях), кількість приєднаних споживачів до системи розподілу якого перевищує 100 000. Новостворений суб'єкт господарювання з постачання електричної енергії споживачам, у строк не пізніше ніж 12-ти місяців з моменту набрання чинності Законом, має в установленому порядку отримати ліцензію на постачання електричної енергії [18].

Відповідно до положень частини третьої статті 6 Закону України "Про ринок електричної енергії", до повноважень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг до повноважень НКРЕКП на ринку електричної енергії належать, зокрема, затвердження кодексу систем розподілу та інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

Основні умови діяльності учасників ринку електричної енергії та взаємовідносин між ними визначаються нормативно-правовими актами, що регулюють впровадження цього закону, зокрема, кодексом систем розподілу.

Кодекс систем розподілу визначає, зокрема [18]:

1) Порядок планування розвитку систем розподілу.

Цей розділ визначає принципи та критерії планування розвитку систем розподілу для забезпечення надійного, безпечного та економічно-ефективного функціонування систем розподілу та встановлених рівнів показників якості надання послуг з розподілу;

Дія цього розділу поширюється на ОСР, Користувачів та Заявників при плануванні та розвитку їх власних електроустановок та/або мереж, якщо це матиме вплив на роботу системи розподілу ОСР. ОСР повинен планувати та виконувати заходи та проекти, згідно з Планом розвитку ОСР без накладення будь-яких додаткових фінансових зобов'язань на Користувачів або Заявників.

ОСР здійснює довгострокове планування для розвитку системи розподілу, включаючи проведення всіх необхідних досліджень та оцінок/прогнозів. З цією метою ОСР розробляє План розвитку ОСР, який подає на затвердження НКРЕКП згідно з порядком, визначеним цим Кодексом.[18]

ОСР здійснює планування розвитку системи розподілу з дотриманням вимог/стандартів щодо:

- 1) якості електроенергії;
- 2) безпеки та надійності електропостачання;
- 3) охорони навколишнього природного середовища.

Категорії заходів з розвитку системи розподілу мають бути направлені, зокрема, на [18]:

1) вдосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) в системі розподілу (в тому числі показників щодо перерв в електропостачанні);

2) підвищення рівня якості послуг з електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема, апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

4) інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії;

5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозованого (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності, тощо);

6) зменшення впливу на навколишнє природне середовище;

7) інтеграцію «споживачів-виробників» та малих систем розподілу до системи розподілу ОСР,

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та інтелектуальних мереж;

9) впровадження «інтелектуальних» лічильників (в точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії;

10) підвищення енергоефективності роботи розподільчих електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

План розвитку ОСР має містити, але не виключно [18]:

- фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність в системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР;
- фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження;

ОСР повинен проводити періодичні дослідження (щонайменше раз на рік) потенційного впливу на систему розподілу запланованих приєднань та заходів, передбачених з метою виконання стратегічних проектів і покриття прогнозів споживання (навантаження) для забезпечення надійного функціонування системи розподілу і належного дотримання показників якості послуг.

Дослідження, що проводяться ОСР, повинні містити розробку заходів щодо зниження витрат електроенергії, приймаючи до уваги питання надійності електропостачання. Структура витрат електроенергії повинна бути проаналізована, витрати віднесені до різних категорій, і підсумовані в цілому на кількісній основі. Витрати електроенергії повинні бути проаналізовані, щоб показати позитивний ефект заходів, які будуть здійснюватися (або вже проведені) ОСР, а також позитивні та негативні наслідки збільшення споживання, приєднання нових користувачів (споживачі та виробники) до системи. На підставі результатів дослідження ОСР повинен запланувати технічно і економічно обґрунтовані заходи щодо зниження витрат електроенергії.

З метою підготовки плану розвитку системи розподілу на наступні п'ять календарних років ОСР використовує наступні види даних - прогнози навантаження – включають прогнози споживання електроенергії і потужності навантаження для користувачів системи розподілу і Заявників на приєднання на визначений період часу;

Дані щодо визначення обсягів споживання, активної та реактивної потужності окремих споживачів, вузлів та перетинів, а також рівні напруги в характерних точках мережі та інші дані щодо схеми електрозабезпечення та режиму роботи обладнання мають бути отримані в процесі здійснення контрольного виміру в режимні дні.

У випадку, коли навантаження або обсяги відпуску електроенергії в систему розподілу можуть спричинити суттєвий вплив на безпеку роботи системи розподілу, Дані фактичного споживання/виробництва та попиту активної потужності та енергії мають містити [18]:

- 1) фактичні добові графіки споживання/виробництва активної потужності для доби максимального попиту та доби мінімального попиту в ОЕС України, дати яких визначаються Оператором системи передачі;

2) фактичні добові графіки споживання/виробництва активної потужності для доби максимального попиту та доби мінімального попиту кожного Користувача, дати яких визначаються Користувачем з урахуванням статистичних даних та/або умов виробництва.

2) Порядок оперативного планування.

ОСР здійснює оперативне планування режимів роботи системи розподілу для забезпечення в кожний момент часу технічної можливості відбору (споживання) електричної енергії із системи розподілу електроустановками Користувачів відповідно до договірної потужності, та відпуску електричної енергії в систему розподілу генеруючими установками Користувачів, за умов безпечної та надійної роботи мереж системи розподілу.

ОСР здійснює оперативне планування за допомогою [18]:

1) прогнозування споживання (навантаження) та відпуску електроенергії в систему розподілу;

2) планування виведення з роботи обладнання електроустановок Користувачів, які впливають на функціонування системи розподілу, та введення їх у роботу;

3) планування перемикачів та/або відключень елементів мереж системи розподілу, виведення з роботи обладнання електроустановок системи розподілу та введення їх у роботу.

Висновки до розділу 1

1. Невід'ємною складовою частиною національного господарства України та її регіонів є електроенергетична галузь, тобто стан електричних

мереж, які безпосереднє забезпечують її функціонування. Розвиток розподільних електричних мереж енергосистеми України уповільнений у зв'язку з об'єктивними факторами – відсутність інвестицій, щільність існуючих забудов, тривалі процедури узгодження проектних рішень із питань розміщення об'єктів електричних мереж та ін.

2. На сьогодні процеси в електроенергетичній галузі регулюються рядом нормативно-правовими та нормативно-технічних документів, але впровадження нової моделі оптового ринку електроенергії і затвердження Кодексів системи розподілу передбачає проведення оцінки фактичних добових графіків споживання/виробництва активної потужності для доби максимального попиту та доби мінімального попиту в ОЕС України

3. Відповідно до обов'язків оператора системи розподілу, який здійснює забезпечення в кожний момент часу технічної можливості відбору (споживання) електричної енергії із системи розподілу електроустановками споживачів, за умов безпечної та надійної роботи мереж системи розподілу виникає необхідність розроблення системи оцінювання, як інструмента для оператора системи розподілу

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1. Аналіз та класифікація режимів споживання електричної енергії

2.1.1. Класифікація та характеристика споживачів електроенергії

Основними споживачами активної та реактивної потужностей є промисловість і будівництво, сільськогосподарське виробництво, електрифікований транспорт, споживачі побуту і сфери обслуговування в містах і сільській місцевості [19].

Залежно від експлуатаційно-технічних ознак ЕС усі споживачі систематизуються :

1) за режимом роботи ЕС [20]:

— із тривало незмінним або малозмінним навантаженням, за якого вони можуть працювати тривалий час без підвищення температури окремих своїх частин понад допустиму;

— із короткочасним навантаженням, за якого за час роботи температура їхніх окремих частин не досягає сталого значення, а в період відключення вони практично встигають охолотитися до температури довкілля;

— із повторно-короткочасним навантаженням, за якого робочі періоди ЕС чергуються з короткочасними періодами відключення, а тривалість усього циклу не перевищує 10 хв; при цьому нагрів не перевищує допустимого, а охолодження не досягає температури довкілля;бо

2) за потужністю та напругою ЕС [20]:

— велика потужність (80–100 кВт і вище) напругою 6–10 кВ;

- мала та середня потужності (нижче 80 кВт) напругою 0,38–0,660кВ;

3) за родом струму ЕС:

- змінний струм частотою 50 Гц;
- змінний струм підвищеної або зниженої частоти;
- постійний струм.

4) за необхідним ступенем надійності живлення ЕС залежно від наслідків, які можуть мати місце при раптовому припиненні подачі електроенергії, поділються на три категорії [21].

Для ЕС I категорії перерва електропостачання може спричинити небезпеку для життя людей, значний збиток господарству, пошкодження дорогого основного устаткування, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. До цієї категорії належать ЕС операційних лікарень, шахт, копалень, залізниць, доменних і електролізних цехів, телевізійних центрів, радіостанцій, центральних вузлів радіозв'язку і телеграфу, телефонних станцій, водопроводу та каналізації, метро, споруд і об'єктів із масовим скупченням людей, що діють при штучному освітленні (театри, центральні універмаги, стадіони тощо.), а також сукупність міських споживачів із загальним навантаженням більше 10 МВА і тваринницькі комплекси, що виробляють продукцію на промисловій основі [22].

Із складу ЕС I категорії виділяється особлива група ЕС, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва, щоб запобігати загрозі життя людей, вибухам, пожежам і пошкодженням дорогого основного устаткування [22].

Для ЕС II категорії перерва електропостачання призводить до масової недовидачі продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів. До цієї категорії належать ЕС цехів масового потокового виробництва машинобудівної промисловості, підприємства легкої промисловості, водопровідні й каналізаційні

підкачування, крупні магазини, фабрики-пральні, будівлі висотою більше п'яти поверхів, багатоквартирні будинки з електроплитами, адміністративно-суспільні, лікувальні, дитячі установи, школи та навчальні заклади, групи міських споживачів із загальним навантаженням від 300 до 1000 кВА [22].

До ЕС III категорії належать усі останні ЕС, що не відповідають визначенням I і II категорій. Це ЕС допоміжних цехів підприємств, невеликих селищ і т.д [22].

Електропостачання ЕС I категорії має забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ, і перерва в енергопостачанні може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Незалежним ДЖ називається джерело, на якому зберігається напруга при її зникненні на інших джерелах. До незалежних ДЖ належать дві секції системи шин електростанції або ПС за одночасного виконання таких умов[22]:

- 1) кожна з секцій або систем шин, у свою чергу, має живлення від незалежного джерела;
- 2) секції або система шин не сполучені між собою або мають зв'язок, що автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї з секцій або систем шин.

Електропостачання особливої групи ЕС I категорії має передбачатися від трьох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ. У якості третього незалежного ДЖ для особливої групи ЕС і другого незалежного ДЖ для останніх ЕС I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї [22].

Електропостачання ЕС II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ, і перерва в їхньому електропостачанні може бути допущена на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади [22].

Допускається живлення ЕС II категорії по одній ПЛ, у тому числі з кабельною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби. Допускається живлення ЕС II категорії по одній КЛ, яка складається не менш ніж із двох кабелів, приєднаних до одного загального апарата. За наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни трансформатора, що пошкодився, за час не більше 1 доби допускається живлення ЕС II категорії від одного трансформатора [22].

Електропостачання ЕС III категорії може виконуватися від одного ДЖ за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента, не перевищують 1 доби.

Характеристика основних типів електроприймачів

Властивості ЕС, увімкнених у мережу, обумовлюють характер навантаження мережі та її техніко-економічні показники, здійснюють безпосередній вплив на якість електроенергії. Так, ЕС, що створюють нерівномірні за фазами навантаження, викликають несиметрію струмів і напруги; нелінійні ЕС, становлячи джерела вищих гармонік струмів і напруги в електричних мережах, збільшують відхилення напруги, втрати потужності й енергії в мережі, нагрів машин; через вплив струмів вищих гармонік, окрім цього, відбуваються пошкодження конденсаторів [22].

Електроприймачі з різко змінним поштовховим навантаженням створюють у мережах коливання напруг, які призводять до мигання ламп, відмови від роботи електронної апаратури, погіршення роботи двигунів. Періодичне ударне навантаження великої потужності може викликати періодичні коливання частоти обертання двигунів (гойдання). Якщо потужність двигунів порівнянна з потужністю системи, то виникають гойдання генераторів [22].

Таким чином, для нормальної роботи мереж, поліпшення їхніх техніко-економічних показників і стабілізації параметрів електроенергії залежно від характеру ввімкнених ЕС мають вживатися ті або інші технічні

заходи. При цьому в мережах із несиметричними навантаженнями можуть бути використані симетрувальні пристрої, у мережах з нелінійними приладами – поперечні фільтри, що налаштовуються на певні частоти. Для зниження впливу коливань напруги можуть бути застосовані швидкодіючі статичні тиристорні пристрої або установки подовжньо-ємкісної компенсації, використані раціональні схеми електропостачання (наприклад, роздільне живлення силових і освітлювальних ЕС). Аби уникнути гойдань, зменшують електричну віддаленість двигунів потужних ударних навантажень від ДЖ із постійною частотою обертання. Для цього використовують подовжньо-ємкісну компенсацію [22].

Для мереж з ЕС, які споживають значну реактивну потужність, має бути розглянута можливість застосування відповідних засобів для її компенсації.

Особливості роботи ЕС мають враховуватися при проектуванні, аналізі режимів, а також експлуатації мереж, від яких живляться ці ЕС. Нижче наводяться деякі показники роботи основних типів ЕС.

Освітлювальні ЕС. Для електричного освітлення застосовують два типи джерел світла: лампи розжарювання та газорозрядні люмінесцентні для ламп низького тиску і ртутні високого тиску з виправленою кольоровістю [22].

Таблиця 2.1 – Класифікація освітлювальних ЕС.

Тип електроприймача	Характеристика
Лампи розжарювання	Загального призначення випускаються потужністю 40–1500 Вт, відрізняються простотою конструкції, безперервним спектром світла, зручністю в експлуатації й вживаються переважно в освітлювальних установках житлових будівель, використовуються для місцевого освітлення й освітлення вибухонебезпечних приміщень.
Газорозрядні лампи	Мають високу світлову віддачу, вони значно економніші за лампи

	розжарювання, проте для їхнього ввімкнення потрібна спеціальна пускорегулювальна апаратура, що призводить до додаткових втрат потужності, зниження коефіцієнта потужності, збільшення вартості світильників.
--	--

Продовження таблиці 2.1

Люмінесцентні лампи	Низького тиску широко застосовуються для освітлення виробничих і суспільних будівель. Окрім необхідності в пускорегулювальних апаратах, до їхніх недоліків відносять значну вартість, великі розміри, що обмежують потужність ламп (15–200 Вт)
Дугові ртутні люмінесцентні лампи високого тиску	З виправленою кольоровістю типу ДРЛ випускаються потужністю 80–1000 Вт. Вони мають високу світлову віддачу, займають порівняно невеликий об'єм, високоекономічні, їхні параметри не залежать від температури довкілля, що дозволяє використовувати їх для освітлення вулиць і площ у великих містах.
Електричні світильники	З однофазним навантаженням, але при правильному їхньому розподілі між фазами можна досягти практично рівномірного навантаження за фазами. Значення освітлювального навантаження змінюється залежно від часу доби, року й географічного положення. Коефіцієнт потужності ламп розжарювання дорівнює 1, газорозрядних ламп 0,5–0,6.

Силові загальнопромислові установки. Під загальнопромисловими розуміють такі установки, які є на всіх промислових підприємствах, незалежно від специфіки їхнього виробництва. До силових загальнопромислових установок належать компресори, вентилятори, насоси, підйомно-транспортні пристрої. Основними силовими ЕС цих установок є двигуни, переважно асинхронні.

Таблиця 2.2 – Класифікація силових загальнопромислових установок [22].

Тип електроприймача	Характеристика
Двигуни компресорів, вентиляторів і насосів	Працюють у тривалому режимі і, здебільшого, належать до ЕС першої категорії. Вони створюють симетричне за фазами навантаження. Потужність – до 1000 кВт, напруга 0,22–10 кВ, коефіцієнт потужності 0,8–0,85.
Двигуни підйомно-транспортних пристроїв	У поворотно-короткочасному режимі можуть живитися змінним струмом частотою 50 Гц або постійним струмом. Для них характерні часті поштовхи навантаження. Навантаження на боці змінного струму майже симетричне за фазами, коефіцієнт потужності 0,3–0,8. Підйомно-транспортні пристрої належать до ЕС першої або другої категорії.

Перетворювальні установки.

Ці установки призначені для перетворення трифазного струму на постійний або трифазного струму промисловою частотою 50 Гц на три- або однофазний струм зниженої, підвищеної або високої частоти. Перетворювальні установки використовуються в електролізному, гальванічному та прокатному виробництвах, електротязі, деяких видах електрозварювання та ін [22].

Таблиця 2.3 – Класифікація перетворювальних установок.

Тип електроприймача	Характеристика
Перетворювальні установки	Перетворювальні установки можуть мати велику одиничну потужність. Напівпровідникові перетворювачі тиристорів у прокатному виробництві металургійних підприємств працюють при струмі 10000 А і

Продовження таблиці 2.3

	напрузі 1050 В, в електролізному виробництві хімічної промисловості – при струмі 50000 А і напрузі 450 В. Належать до ЕС першої або другої категорії.
--	---

Прилади електрозварювань. Розрізняють прилади електрозварювань змінного або постійного струму [22].

Таблиця 2.4 – Класифікація приладів електрозварювань.

Тип електроприймача	Характеристика
Постійного струму	Складається із зварювального генератора постійного струму і двигуна змінного струму з коефіцієнтом потужності 0,7–0,8 (при холостому ході до 0,4). Навантаження в живильній мережі змінного струму за режимом роботи – змінне, за фазами розподіляється рівномірно. Вхідні у прилад випрямлячі створюють нелінійність.
Змінного струму	Мають потужність до 1500 кВт, напругу 220 В (50 Гц). Вони працюють у повторно-короткочасному режимі і є однофазним нерівномірним навантаженням у вигляді зварювальних трансформаторів для дугового зварювання і зварювальних апаратів для контактного

	зварювання. Коефіцієнт потужності 0,3–0,35 для дугового зварювання і =
	0,4–0,7 – для контактного. Зварювальні прилади спричиняють значні коливання напруги в мережах. Належать до ЕС другої категорії.

Прокатні прилади. Електроприводи сучасних прокатних установок відрізняються великою потужністю і великою кількістю електродвигунів. Наприклад, для слябінга 1150 використовуються 400 двигунів загальною потужністю 35 МВт [22].

Навантаження прокатних приладів за характером періодичне, різкозмінне, ударне з накидами реактивної потужності при прокаті металу; при ввімкненні перетворювачів – нелінійне.

Електричні печі й електротермічні прилади. Ці пристрої служать для нагріву, розплавлення металів, гартування і т.д. За способом перетворення електричної енергії на теплову розрізняють печі опору, індукційні печі, дугові печі та печі зі змішаним нагрівом [22].

Таблиця 2.5 – Класифікація електричних й електротермічних приладів

Тип електроприймача	Характеристика
Печі опору	Нагрів виробу здійснюється від спеціальних нагрівальних елементів або за рахунок струму, що пропускається через виріб. Печі випускаються одно- і трифазними, потужністю від одиниць до декількох тисяч кіловат, коефіцієнт потужності 0,7–1; живляться вони струмом промислової частоти 50 Гц при напрузі 380 В. Належать до ЕС другої категорії.
Індукційні печі	Використовується тепло, що виділяється при проходженні індукційного струму; вони застосовуються для плавлення кольорових металів і їхніх сплавів, виплавки високоякісної сталі, гарту, крізного нагріву

	діелектриків. Печі конструюються одно-, дво- і трифазними, потужністю до декількох тисяч кіловат. Живлення здійснюється струмом
	промислової частоти 50 Гц при напрузі 380 В і вище, а також струмом підвищеної частоти 500–10000 Гц від тиристорних або електромашинних перетворювачів.

Продовження таблиці 2.5.

Дугові печі	Нагрівання й розплавлення металу здійснюється теплом, що виділяється електричною дугою, яка горить між вугільними електродами або між електродом і розтоплюваним металом. Живлення здійснюється трифазним струмом промислової частоти від спеціальних пічних трансформаторів або постійним струмом від електромашинних перетворювачів і напівпровідникових випрямлячів. Належать до ЕС першої категорії
Печі зі змішаним нагрівом	Рудотермічні печі та печі електрожужільної переплавки. Рудотермічні печі, у яких матеріал нагрівається теплом, що виділяється при протіканні струму по шихті, використовуються для здобуття феросплавів, корунду, виплавки чавуну, свинцю, сублімації фосфору. У печах електрожужільної переплавки, які використовуються для здобуття високоякісних сталей і спеціальних сплавів, нагрівання здійснюється за рахунок тепла, що виділяється в жужелі при проходженні по ній струму

Побутові ЕС.

Таблиця 2.6 – Класифікація побутових ЕС [22]

Тип електроприймача	Характеристика
Побутові машини	З асинхронними двигунами, що працюють при коефіцієнті потужності 0,6–0,7 і

	відносно нетривалий час протягом року;
Побутові апарати	Холодильники, кондиціонери, трансформатори, стабілізатори напруги і т. п.. У холодильниках застосовуються асинхронні двигуни з коефіцієнтом потужності 0,56. Кондиціонери повітря для житлових будівель обладнуються асинхронними двигунами з коефіцієнтом потужності 0,7–0,85 і у спекотні дні працюють із великою тривалістю (майже цілодобово)

Продовження таблиці 2.6

Електричні нагрівальні прилади	Стационарні кухонні плити, радіатори, що гріють панелі й підлоги, водонагрівальні колонки та переносні електроплити, праски і т. д. Нагрівальні прилади споживають практично лише активну потужність, працюють при напрузі 127 і 220 В, тривалість їхньої роботи залежить від багатьох умов, включаючи структуру тарифу на електроенергію
Культурно-побутового призначення	Телевізори, радіоприймачі, магнітофони, електропрогравачі й т.д. Основний вплив на навантаження мережі здійснюють телевізори та радіоприймачі. Коефіцієнт потужності телевізорів при нормальній роботі дорівнює 0,9–0,92

У цілому склад побутових ЕС не лише кількісно, але і якісно впливає на навантаження мережі, оскільки сучасні побутові ЕС споживають значну реактивну потужність.

2.1.2 Аналіз та класифікації графіків електричного навантаження

Під навантаженням у даний момент часу розуміється його діюче значення, що показується вимірювальним приладом з досить малою інерцією, наприклад стрілочним амперметром. Звичайно мають справу із трьома видами навантажень: по струму I , по активній P і реактивній Q потужностях.

Крива зміни навантаження в часі $i(t)$, $P(t)$ або $Q(t)$ називається *графіком навантаження*.

Характерний графік електричного навантаження споживача – усереднений погодинний графік електричного навантаження для ряду споживачів, аналогічних (близьких) за кодом виду економічної діяльності, режимом роботи та набором електроприймачів.

Основним критерієм, за яким визначається придатність фактичних графіків навантажень для подальшого використання в створенні характерних графіків навантажень – це безперервність вимірювань на протязі не менше одного року. Відсутність даних вимірювань електричного навантаження споживача на протязі якогось періоду можлива з причини несправності устаткування. В цьому випадку слід брати до уваги період відсутності вимірювань. Якщо це кілька днів на протязі календарного місяця, то такий фактичний графік навантажень вважається придатним для розроблення графіків навантажень. Якщо ж цей період складає кілька місяців, то такий фактичний графік навантажень відхиляється.

Інший розповсюджений випадок – коли споживач якийсь період не працює (наприклад, через відсутність замовлень). Фактичний графік навантаження такого споживача схожий з попереднім випадком. Але якщо в попередньому випадку навантаження за якийсь період повністю дорівнюють нулю, то в даному випадку навантаження відрізняються від нуля, оскільки навіть на підприємстві, що не працює, зберігається якесь мінімальне споживання електроенергії (освітлення, опалення тощо). Такі фактичні графіки навантажень не відхиляються, оскільки простої підприємств – досить розповсюджене явище, яке потрібно врахувати при створенні характерних графіків навантажень.

Вихідні дані, отримані внаслідок вимірювання інтервальними лічильниками електроенергії, можуть містити величини, які потрапили в дану вибірку випадково, в результаті впливу якихось не характерних для даного споживача факторів. Наприклад, при вимірюванні навантаження якогось підприємства через аварію на протязі трьох днів не працював один цех. Оскільки такий режим не є характерним для цього підприємства, то і

отримані дані є недостовірними. Для того, щоб такі дані не спотворювали отриманих результатів, виконується їх попередня обробка шляхом виключення з вихідних даних тих значень, які відповідають грубим помилкам та локальним викидам.

Грубі помилки в вихідних даних можуть бути викликані несправністю вимірювальних приладів, трансформаторів струму, збоєм програмного забезпечення тощо.

Локальні викиди не пов'язані з помилками значень вихідних даних, але вони настільки сильно відрізняються від більшості значень у виборці, що їх можна вважати впливом збігу якихось малоймовірних обставин і відкидати.

Деякі дані, пов'язані з фактичними графіками навантажень, можуть вказувати в тій чи іншій мірі на характер діяльності юридичної чи фізичної особи, споживачі якої послуговували джерелами графіків навантажень. Розповсюдження такої інформації могло б бути розцінене як порушення комерційної таємниці. З цієї причини фактичні графіки навантажень були анонімізовані, тобто будь-які посилання на джерела фактичних графіків навантажень з бази даних були видалені.

Це:

- назва власника;
- назва підприємства, якщо вона включає назву власника, географічну назву розташування підприємства та характер його діяльності (наприклад, Н-ський хлібозавод).

Після анонімізації кожен фактичний графік навантажень характеризується:

- назвою, яка характеризує характер діяльності споживача в нейтральній формі, наприклад «хлібозавод».
- кодом класифікатору видів економічної діяльності (КВЕД) (одним або кількома).

Одним із проблемних питань функціонування систем енергопостачання є нерівномірність графіка навантаження. Проблема покриття нерівномірності

графіків електричного навантаження характерна для будь-якої енергосистеми світу.

Постійно зростаюча нерівномірність споживання електроенергії в часі, що досягає в ряді енергосистем протягом доби 40–45 %, а також можливість частих скидів навантаження при великій протяжності ліній електропередачі вимагають від енергоблоків, в тому числі, найбільш потужних і економічних, активної участі в оперативному і аварійному регулювання частоти та потужності енергосистеми [23]. У зв'язку з цим при виробництві електроенергії відбувається перевитрата палива, а також прискорюється знос генеруючих потужностей.

Одним із способів вирішення проблеми нерівномірності графіка навантаження є акумуляція надлишків енергії, що виробляється під час нічного провалу, з подальшим використанням під час максимуму навантаження.

Існують різні типи акумуляторів енергії. В енергетиці найбільшого поширення набули акумулятори, запасаючі механічну енергію (воздушні акумулятори, гідроакуючі електростанції), а також теплові акумулятори. Разом з тим, потрібні пошуки нових нетрадиційних методів вирішення проблеми вирівнювання пікових і напівпікових навантажень. Безперечно, що найбільш ефективний державний підхід [24], при якому проблема покриття нерівномірності графіків електричного навантаження може бути вирішена наступним чином:

- створенням оптимальної структури генеруючих потужностей енергосистеми;
- використанням перетоків з сусідніми енергосистемами;
- залученням споживачів до вирівнювання графіка навантаження енергосистеми за рахунок адміністративних (обмежуючих) і економічних (стимулюючих) заходів.

Типовий графік електричного навантаження, що відображає добові ритми життя суспільства, наведено на рисунку 2.1 Виділимо три характерні

зони: зону мінімального навантаження (нічні години або нічний провал) з потужністю не більше P_{\min} , зону середнього або напівпікового навантаження з потужністю $P_{\text{нп}}$ в діапазоні $P_{\min} \leq P_{\text{нп}} \leq P_{\max}$ і зону максимального або пікового навантаження з потужністю не більше P_{\max} [24].

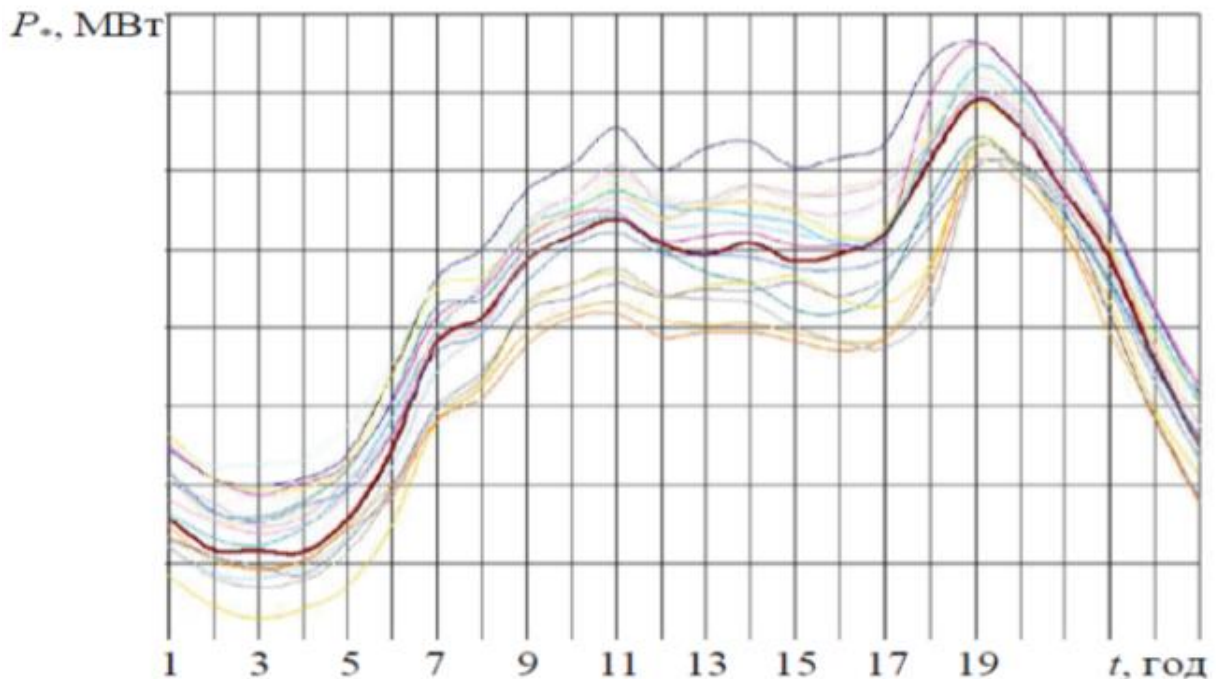


Рисунок 2.1. Типовий добовий графік електричного навантаження

Напівпікова зона характеризується значним одноразовим протягом доби зростанням навантаження у ранкові години і її глибоким спадом в кінці доби, а пікові – підйомами (до рівня максимального навантаження) і спаданням (до рівня напівпікової зони) навантаження. Зазвичай присутні один або два максимуми споживання електроенергії: ранковий і вечірній. Перший пов'язаний найчастіше з ранковою зміною роботи промислових підприємств. Другий являє собою поєднання споживання працюючих у вечірню зміну підприємств зі споживанням електроенергії в житловому секторі і сфері побутового обслуговування населення. Тому другий пік по своїй величині завжди перевищує перший [24].

У загальному випадку добовий графік навантаження енергосистеми має чергуючи між собою провали, підйоми, спади і піки, які визначають в цілому

його нерівномірний характер. Це, по суті, сума добових графіків навантаження різних споживачів [25].

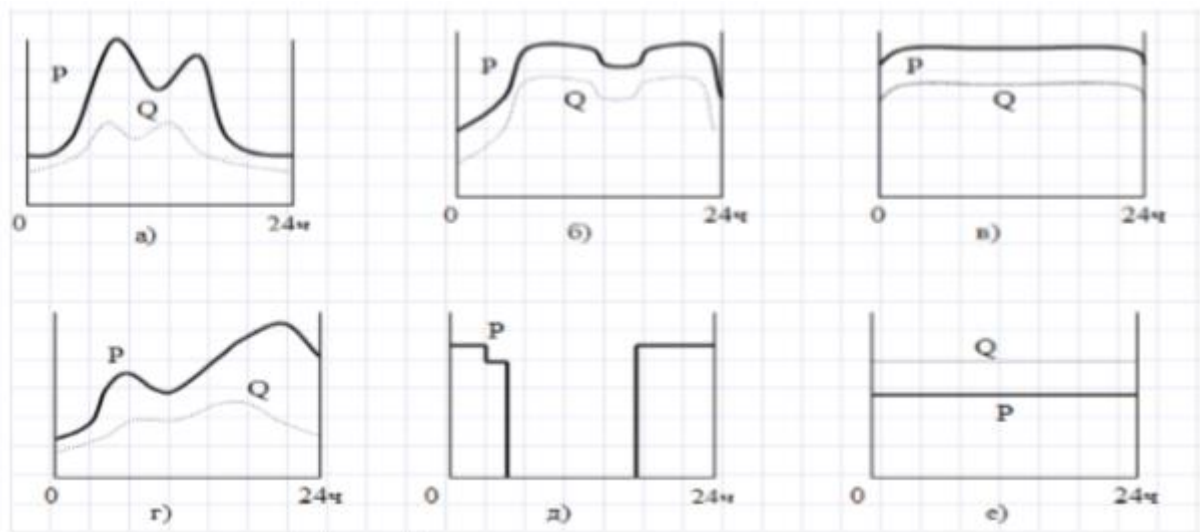


Рисунок 2.2 Добові графіки активного та реактивного навантаження:

а – однозмінного підприємства; б – двозмінного підприємства; в – тризмінного підприємства; г – комунально – побутового навантаження; д – вуличного освітлення; е – водопроводу і насосних станцій

Особливо слід визначити наступне. Як показую аналіз наведених графіків навантаження різних споживачів (Рисунок 2.2), характер графіка комунально-побутового навантаження якісно повторює графік навантаження енергосистеми. Тобто, навантаження комунально-побутових споживачів не тільки істотно впливає на загальний графік навантаження енергосистеми, але й може впливати на його формування в цілому[25].

Розрізняють індивідуальні й групові графіки навантаження. Індивідуальні графіки навантаження створюються окремими ЕП, їх позначають $I_i(t)$, $P_i(t)$ або $Q_i(t)$. Для більшості ЕП підприємств характерна циклічність їх роботи, обумовлена багаторазовим повторенням тих операцій комплексного технологічного процесу, які виконуються на агрегаті, що обслуговує даний ЕП. Внаслідок цього індивідуальні графіки мають більшу або меншу регулярність, яку необхідно враховувати при дослідженні й розрахунках навантажень.

Приймачі електроенергії можуть бути підрозділені на групи по подібності режимів, тобто по подібності графіків навантаження. Розподіл споживачів на групи дозволяє більш точно знаходити сумарне електричне навантаження.

Розрізняють три характерних режими роботи ЕП, від яких залежить форма графіків навантаження:

- 1) тривалий;
- 2) короткочасний;
- 3) повторно-короткочасний. (ПКР)

У першому режимі електрична машина або апарат може працювати тривалий час без перевищення температури окремих частин машини або апарата вище припустимої.

Прикладами приймачів, що працюють у цьому режимі, є електродвигуни компресорів, насосів, вентиляторів і т.п.;

У свою чергу, ЕП тривалого режиму роботи ділять на два різновиди по виду графіків навантаження :

- а) ЕП з безперервним (однорідним) режимом роботи (більшість вентиляторів, насосів, компресорів, електролізні установки й ряд інших);
- б) ЕП, які в процесі технологічного циклу відключаються (неоднорідний режим роботи).

У другому режимі робочий період машини або апарата не настільки тривалий, щоб температура окремих частин машини або апарата могла досягти сталого значення. Період зупинки машини або апарата настільки тривалий, що машина практично встигає остудитися до температури навколишнього середовища.

Прикладами даної групи приймачів є електродвигуни електроприводів допоміжних механізмів металорізальних верстатів (механізми підйому поперечки, затискачі колон, двигуни швидкого переміщення супортів і ін.), гідравлічних затворів і т.п.;

У третьому режимі короточасні робочі періоди машини або апарата чергуються з короточасними періодами відключення. Повторнокороточасний режим роботи характеризується відносною тривалістю включення (ТВ) і тривалістю циклу. У повторно-короточасному режимі електрична машина або апарат може працювати із припустимої для них відносною тривалістю включення необмежений час, причому перевищення температур окремих частин машини або апарата не вийде за межі припустимих значень.

На рисунку 2.3 наведені графіки навантаження для різних режимів роботи ЕП.

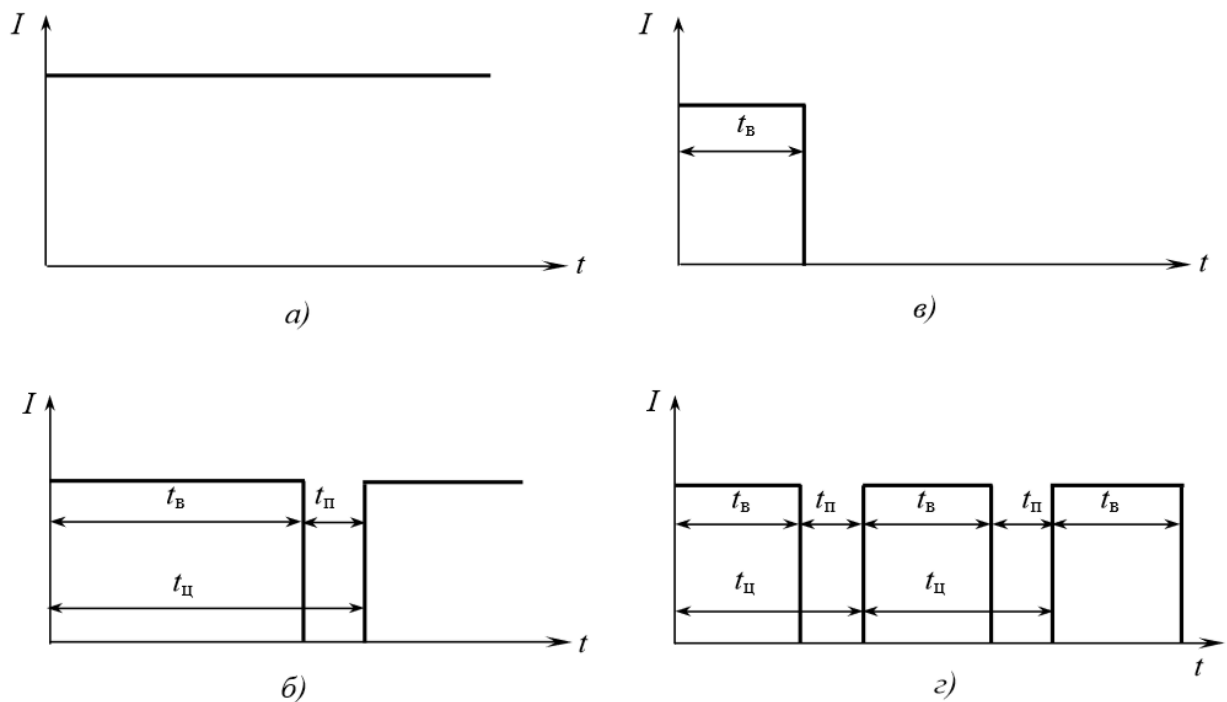


Рисунок 2.3 – Графіки навантаження електроприймачів:

а - тривалий безперервний режим роботи; б - тривалий режим з перервами; в - короточасний режим; г - повторно-короточасний режим.

Повторно-короточасний режим характеризується тривалістю включення (ТВ), що визначається по наступному вираженню, %,

$$ПВ = \frac{t_B}{t_B + t_П} \cdot 100 = \frac{t_B}{t_Ц} \cdot 100. \quad (2.1)$$

Величина $t_{ц}$ при ПКР повинна бути не більше 10 хв.

ЕП тривалого режиму характеризуються коефіцієнтом включення, відн.од.,

$$k_{в} = \frac{t_{в}}{t_{в} + t_{п}} = \frac{t_{в}}{t_{ц}}. \quad (2.2)$$

По виду зміни навантаження й часу включення $t_{в}$ і пауз $t_{п}$ індивідуальні графіки діляться на:

- 1) періодичні;
- 2) циклічні;
- 3) нециклічні;
- 4) нерегулярні.

Періодичні графіки відповідають строго ритмічному виробництву з однаковими струмами й часом $t_{п}$, $t_{в}$, $t_{ц}$. Такі графіки мають, наприклад, окремі верстати в автоматичних потокових лініях.

Циклічні графіки мають ЕП поточкових ліній, де є ручні операції, наприклад установка, припасування деталей, їх знімання й т.д. Часи пауз $t_{п}$ і циклів $t_{ц}$ у таких графіків змінюються за випадковим законом.

Нециклічні графіки мають ЕП, коли виконувані ними операції строго не регламентовані, наприклад верстати на ремонтних ділянках. У цьому випадку випадковими є все часи $t_{п}$, $t_{в}$ і $t_{ц}$, міняється й величина навантаження від циклу до циклу.

Нерегулярні графіки (рисунк. 2.4, г) мають ЕП, які обслуговують технологічні процеси з несталою характером. Наприклад, електропривод для буровлення шпар великої глибини буде створювати нерегулярний графік навантаження, тому що твердість породи і її товщина увесь час міняються.

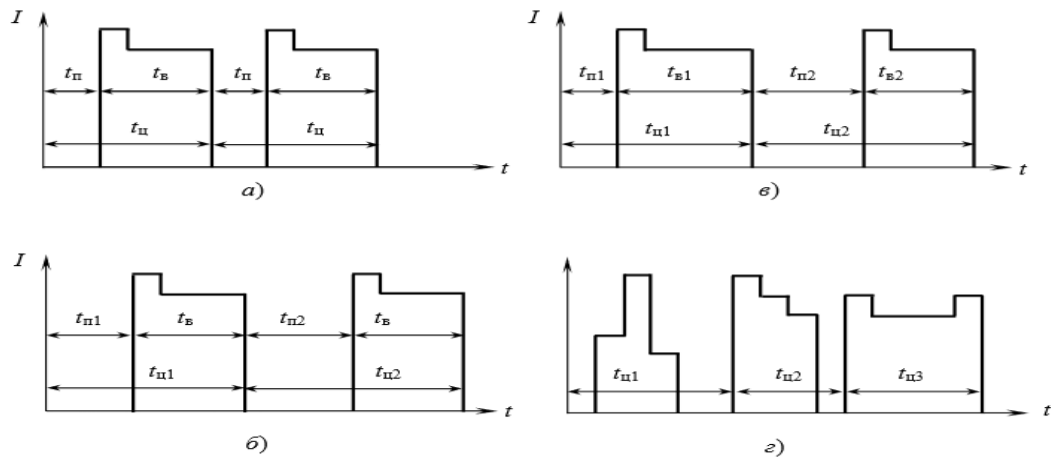


Рисунок. 2.4 – Індивідуальні графіки різних типів

Групові графіки навантаження складаються з безлічі індивідуальних

$$P(t) = \sum_{i=1}^n p_i(t), \quad (2.3)$$

де $p_i(t)$ - графік навантаження i -го приймача, квт.

Групові графіки навантаження досить різноманітні. Ступінь регулярності групових графіків залежить від типу індивідуальних графіків навантаження, що входять у дану групу ЕП, і взаємозв'язку режимів роботи цих ЕП.

При потоковому виробництві графіки навантажень окремих ЕП виявляються настільки жорстко зв'язаними між собою, що групові графіки навантаження подібних приймачів практично є детермінованими. Через постійне повторення технологічного процесу вони одночасно є також і періодичними, так що $P(t + t_c) = P(t)$, причому звичайно період (цикл) t_c для групового графіка не перевищує тривалості однієї зміни.

При непотоковому виробництві, а також при потоковому виробництві з наявністю ручних операцій (установка, припасування, зняття деталей і т.д.) груповий графік не періодичний, тобто значення $P(t_0)$ групового графіка в заданий момент часу t_0 є випадковим.

Однак графік навантаження будь-якої групи промислових ЕП, що обслуговують певну частину ритмічного комплексного технологічного процесу, має властивість узагальненої періодичності, що означає стабільність витрати електричної енергії за зміну:

$$W = \int_{t_0}^{t_0+m \cdot t_{\text{ц}}} P(t) dt = \text{const} = m \cdot \Pi \cdot w_{\text{уд}}, \quad (2.4)$$

Де m – число циклів роботи даної групи ЕП за зміну;

Π – випуск продукції за $t_{\text{ц}}$;

$w_{\text{уд}}$ – питома витрата електричної енергії на випуск одиниці продукції.

Групові графіки, що задовольняють цій умові, називають майже періодичними. Для цих графіків момент, часу t_0 не є довільним, а повинен відповідати початку одного із циклів $t_{\text{ц}}$ (зміни).

Групові графіки, для яких ця умова не виконується, називаються нерегулярними (випадковими).

В ході попередньої обробки фактичних графіків навантажень виникла задача для кожного споживача, який послуговував джерелом цих фактичних графіків, визначити коди його видів економічної діяльності згідно з КВЕД2010, КВЕД-2012, КВЕД-2013, КВЕД-2014, КВЕД-2015, КВЕД-2016 [26]. Це робилось перш за все з використанням «Єдиного державного реєстру юридичних осіб, фізичних осіб-підприємців та громадських формувань» на сайті Міністерства юстиції України, оскільки це найбільш повне та авторитетне джерело подібного роду інформації. Однак в багатьох випадках цих даних виявлялось не досить. Більшість осіб – юридичних та фізичних, при реєстрації зазначили декілька видів економічної діяльності, однак на практиці в багатьох випадках вони займаються значно меншою кількістю видів економічної діяльності, ніж це було заявлено. В багатьох випадках

деякі види економічної діяльності були заявлені «про запас». З цієї причини виникла потреба уточнити [26]:

а) чи справді дана юридична чи фізична особа займається тим чи іншим видом економічної діяльності.

б) споживача якого виду економічної діяльності живить те чи інше джерело фактичних графіків навантажень (трансформаторна підстанція, приєднання до трансформаторної підстанції тощо).

Ця інформація отримувалась або безпосередньо у споживача, або методом експертних оцінок. В якості експертів виступали, як правило, співробітники енергопостачальних компаній, обізнані з характером електроспоживання тих чи інших споживачів.

Отримані таким чином коди КВЕД приписувались до фактичних графіків навантажень. Оскільки більшість споживачів, які послуговували джерелами фактичних графіків навантажень займаються кількома видами економічної діяльності, то і до більшості таких графіків було приписано кілька кодів КВЕД. З цієї причини в подальшому один і той же фактичний графік навантажень міг бути використаний для створення кількох різних характерних графіків навантажень. Одночасно, в більшості, випадків до кожного коду КВЕД було приписано кілька фактичних графіків навантажень.

2.1.3 Показники та коефіцієнти оцінювання режимів споживання електричної енергії

Наведемо показники та коефіцієнти які складуть основу для формування індикаторів, враховуючи особливості методів управління.

Економічні методи управління попитом в електроенергетиці до яких можна віднести використання можливостей тарифних систем для надання споживачу відповідних ринкових (цінових) сингалів з метою вплинути на режими його споживання електричної енергії протягом різних періодів часу. До основних показників можна віднести:

- Коефіцієнт нерівномірності

$$K_n = \frac{P_{\min}}{P_{\max}} \quad (2.5)$$

- Коефіцієнт заповнення графіку навантаження

$$K_z = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} \quad (2.6)$$

- Коефіцієнт заповнення ГЕН в нічний період доби

$$K_{\text{ген}}^{\text{н}} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}^{\text{н}}} \quad (2.7)$$

- Коефіцієнт кількісної нерівномірності споживачів за регульованим тарифом

$$K_{\text{ю.}} = \frac{N_{\text{диф.ю.}}}{N_{\text{ю.}}} \quad (2.8)$$

- Коефіцієнт відносного споживання електричної енергії за регульованим тарифом споживачів

$$K_{W.\text{ю.}} = \frac{W_{\text{диф.ю.}}}{W_{\text{ю.}}} \quad (2.9)$$

- Інтегральний коефіцієнт використання диференційованого тарифу групою споживачів

$$K = \frac{K_{\text{п.}}}{K_{W.\text{п.}}} \quad (2.10)$$

Або

$$K = K_n * K_{W_n} \quad (2.11)$$

Методи структурно-технологічного управління під якими розуміється забезпечення управління попитом, застосовуються їх під час аварійних ситуацій або дефіциті потужності, де в обов'язковому порядку повинно бути виконане розвантаження енергосистеми. До основних

характеристик методів можна віднести [27]:

- Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i * n_i}{n} \quad (2.12)$$

- Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n} \quad (2.13)$$

- Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n} \quad (2.14)$$

- Розрахунковий обсяг невідпущеної електроенергії

$$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^z * t_i * Q^z}{43800} \quad (2.15)$$

Таблиця 2.7 – Показники оцінювання режимів споживання електричної енергії

Назва індикатора	Вираз	Пояснення	Межі
Коефіцієнт нерівномірності	$K_n = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$		$0 \leq K_n \leq 1$
Коефіцієнт заповнення графіку навантаження	$K_z = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$	P_{cp} - середньодобове навантаження P_{\max} - максимальне навантаження	$0 \leq K_z \leq 1$

Продовження таблиці 2.7.

Коефіцієнт заповнення ГЕН в нічний період доби	$K_{з.н.} = \frac{P_{cp}}{P_{max\ n.}}$	$P_{max\ n.}$ - максимельне навантаження в нічний період доби	$0 \leq K_{з.н.} \leq 1$
Коефіцієнт кількісної нерівномірності побутових споживачів	$K_{п.} = \frac{N_{диф.п.}}{N_{п.}}$	$N_{диф.п.}$ - кількість побутових споживачів з встановленими засобами дифобліку електроспоживання $N_{п.}$ - кількість побутових споживачів	$0 \leq K_{п.} \leq 1$
Коефіцієнт кількісної нерівномірності споживачів за регульованим тарифом	$K_{ю.} = \frac{N_{диф.ю.}}{N_{ю.}}$	$N_{диф.ю.}$ - кількість промислових споживачів з встановленими засобами дифобліку електроспоживання	$0 \leq K_{ю.} \leq 1$
Коефіцієнт відносного споживання електричної енергії побутових споживачів	$K_{w.п.} = \frac{W_{диф.п.}}{W_{п.}}$	$W_{диф.п.}$ - споживання електроенергії (кВт год) побутовими споживачами по диференційованому тарифу $W_{п.}$ - споживання електроенергії (кВт год) побутовими споживачами	

Продовження таблиці 2.7

Коефіцієнт відносного споживання електричної енергії за регульованим тарифом споживачів	$K_{W.Ю.} = \frac{W_{диф.ю.}}{W_{Ю.}}$	W _{диф.п.} - споживання електроенергії (кВт год) промисловими споживачами по диференційованому тарифу W _{ю.} - споживання споживання електроенергії (кВт год) промисловими споживачами	
Інтегральний коефіцієнт використання диференційованого тарифу групою побутових споживачів	$K = \frac{K_{п.}}{K_{W.п.}}$ Або $K = K_n * K_{W_n}$		
Інтегральний коефіцієнт використання диференційованого тарифу групою промислових споживачів	$K = \frac{K_{Ю.}}{K_{W.Ю.}}$ Або $K = K_{ю.} * K_{W_{ю.}}$		

Таблиця 2.8 – Показники, що характеризують надійність електропостачання в розподільних мережах

Назва індикатора	Вираз	Пояснення
Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні	$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i * n_i}{n}$	<p>t_i- тривалість i-ї довгої перерви в електропостачанні, хв.</p> <p>n_i- кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i-ї довгої перерви в електропостачанні, шт.</p> <p>k- кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду</p> <p>i- номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3 \dots k$</p> <p>n- загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.</p>
Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}$	<p>n_i- кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i-ї довгої перерви в електропостачанні, шт.</p> <p>k- кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду</p> <p>i- номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3 \dots k$</p> <p>n- загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.</p>
Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні	$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}$	<p>n_j- кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j-ї короткої перерви в електропостачанні, шт.</p>

Продовження таблиці 2.8.

		<p>r- кількість коротких перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду</p> <p>j- номер короткої перерви в електропостачанні, j=1,2,3...r</p> <p>n- загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.</p>
Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії	$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^z * t_i * Q^z}{43800}$	<p>z- ознака рівня напруги та відповідної території(0,4 кВ-міський населений пункт, 0,4 кВ- сільський населений пункт, 6-20 кВ- міський населений пункт, 6-20 кВ-сільський населений пункт, 27.5-35 кВ, 110/154 кВ)</p> <p>i- номер довгої перерви в електропостачанні, i=1,2,3...k</p> <p>n_i^z - кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i-го довгого переривання з z-ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт..</p>
		<p>t_i- тривалість i-ї довгої перерви в електропостачанні, хв.</p> <p>Q^z - середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z-ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис.кВт*год</p> <p>43800- звітний період часу(середньомісячний за рік), перерахований у хвиликах</p>

Таблиця 2.9 – Аналітичні показники для дослідження споживачів електричної енергії

п.п	Показник	Формула	Пояснення	Межі	Примітка
1.	середнє значення навантаження	$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}$	P_i - значення навантаження в і-ту годину	$0 \leq P_{cp} < +\infty$	
2.	дисперсія групового графіка навантаження:	$D_x = \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_i - P_{cp})^2}{24}$		$0 \leq D_x < +\infty$	Показник оцінює нерівномірність, як узагальнене відхилення від середнього значення потужності.
3.	коефіцієнт нерівномірності:	$K_n = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$	P_{\min} - мінімальне значення ГЕН P_{\max} - максимальне значення ГЕН	$0 \leq K_n \leq 1$	Показник характеризує відношення між максимальним і мінімальними значеннями попиту
4.	коефіцієнт заповнення графіка навантаження	$K_z = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$		$0 \leq K_z \leq 1$	Показник дає можливість оцінити наскільки значущими є максимуми електроспоживання, у порівнянні із середнім споживанням

Продовження таблиці 2.9

5.	коефіцієнт внеску графіка навантаження споживача	$K_{\text{вн}} = \frac{\bar{P}_{\text{cn}}}{\bar{P}_{\text{OEC}}} \cdot R_{\text{cn,OEC}}$ $R_{x,y} = \frac{\text{COV}_{x,y}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$ $\sigma_x = \sqrt{D_x}$	\bar{P}_{cn} - середньодобове споживання електроенергії споживача \bar{P}_{OEC} - середньодобове споживання електроенергії ОЕС України $R_{\text{cn,OEC}}(R_{x,y})$ - коефіціє нт кореляції між добовими графіками навантаження споживача та енергосистеми σ_x - середньоквадратичне відхилення	$-1 \leq K_{\text{вн}} \leq 1$	Показник дозволяє співставити коефіцієнт кореляції двох випадкових величин з середніми значення цих величин, тим самим відображаючи яку долю вносить середнє споживання окремої групи споживачів у середнє споживання сумарного графіку навантаження енергосистеми
6.	коефіцієнт впливу графіка навантаження споживача	$K_{\text{в}} = \frac{D_{\text{cn}} + \sum_{j=1}^{m-1} \text{COV}_{\text{cn},j}}{D_{\text{OEC}}} \cdot 100 \%$ $\text{COV}_{x,y} = \frac{\sum_{i=1}^{24} (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{24}$	$D_{\text{cn}}, D_{\text{OEC}}$ - дисперсії добових графіків навантаження досліджуваного споживача та ОЕС України відповідно	$-1 \leq K_{\text{в}} \leq 1$	Показник відображає як нерівномірність попиту на електроенергію окремої групи споживачів впливає на нерівномірність сумарного графіку споживання електроенергії

2.2 Методи оцінювання режимів споживання електричної енергії

2.2.1 Підходи кластерного аналізу до групування графіків електричного навантаження

Кластерний аналіз - це сукупність методів багатовимірної класифікації, метою якої є утворення груп (кластерів) схожих між собою об'єктів (в даному випадку – графіків навантажень).

На відміну від традиційних угруповань, розглянутих в загальній теорії статистики, кластерний аналіз призводить до розбиття на групи з урахуванням всіх групувальних ознак одночасно. Наприклад, якщо якийсь графік навантажень характеризується двома ознаками S_1 , S_2 , то при використанні методів кластерного аналізу обидві ці ознаки враховуються одночасно при віднесенні цього графіка в ту чи іншу групу.

Методи кластерного аналізу дозволяють вирішувати такі завдання[26]:

- проведення класифікації графіків навантажень з урахуванням ознак,

що відображають сутність, саму природу об'єктів;

- перевірка висунутих припущень про наявність певної структури у досліджуваній сукупності графіків навантажень;

- побудова нових класифікацій для недостатньо вивчених об'єктів.

Для реалізації будь-якого методу кластерного аналізу вводиться поняття «подібність об'єктів». Причому в процесі класифікації в кожен кластер повинні потрапляти об'єкти, що мають найбільшу схожість один з одним з точки зору спостережуваних змінних.

У кластерному аналізі для кількісної оцінки подібності вводиться

поняття метрик. Кожен об'єкт описується n – ознаками і представляється як точка в n – вимірному просторі. Подібність або відмінність між

об'єктами, що класифікуються, встановлюється в залежності від метричної відстані між ними.

Для групування графіків навантажень методами кластерного аналізу можна використовувати різні міри відстані між графіками [28].

Нехай є два графіки навантажень:

$$G_1 = (S_{11}, S_{12}, \dots, S_{1i}, \dots, S_{1n}) \text{ та } G_2 = (S_{21}, S_{12}, \dots, S_{2i}, \dots, S_{2n})$$

де n - кількість годин спостережень в кожному з графіків навантажень.

S з відповідними індексами – навантаження по кожному з цих двох графіків на кожну годину.

Тоді існують такі міри відстані між графіками навантажень [28]:

- евклідова відстань
$$d_{12} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (S_{1i} - S_{2i})^2}; \quad (2.20)$$

- зважена евклідова відстань
$$d_{12} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \omega_i (S_{1i} - S_{2i})^2}; \quad (2.21)$$

- відстань city-block
$$d_{12} = \sum_{i=1}^n |S_{1i} - S_{2i}|; \quad (2.22)$$

- відстань Мінковського
$$d_{12} = \left(\sum_{i=1}^n |S_{1i} - S_{2i}|^p \right)^{\frac{1}{p}} \quad (2.23)$$

тощо.

Всі методи кластерного аналізу можна розділити на дві групи:

- ієрархічні (деревовидні) методи (агломеративні і дивізімні);
- ітеративні (метод пошуку згущень, метод k - середніх тощо).

2.2.1.1 Ієрархічний кластерний аналіз

Сутність ієрархічних агломеративних методів полягає в тому, що на першому етапі кожен графік навантаження з усієї множини графіків навантажень розглядається як окремий кластер [26]. Процес об'єднання кластерів відбувається послідовно: на підставі матриці відстаней або

матриці подібності об'єднуються найбільш близькі графіки. Якщо матриця відстаней спочатку має розмірність $(m \times m)$, то повністю процес об'єднання завершується за $(m - 1)$ кроків. У підсумку всі графіки будуть об'єднані в один кластер. Послідовність об'єднання може бути представлена у вигляді такої дендрограми (рисунк 2.5).

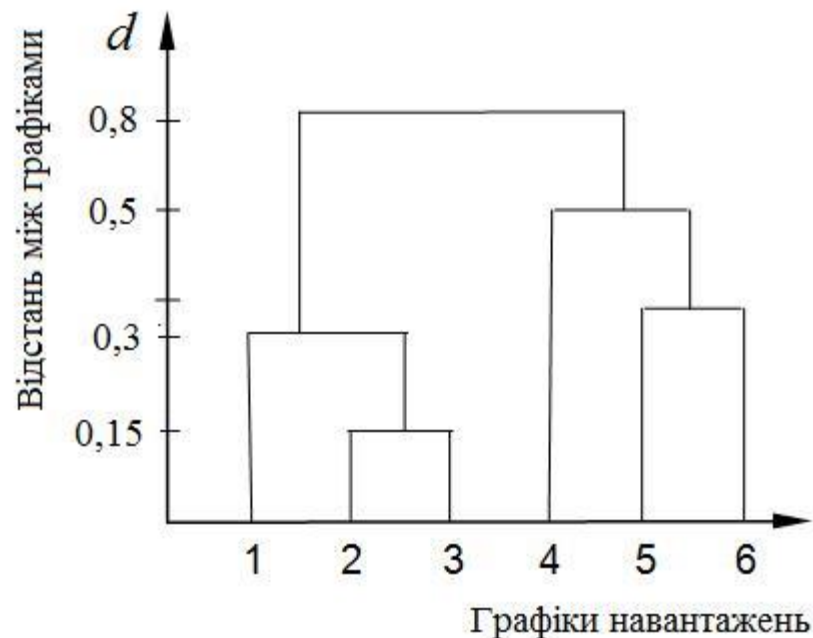


Рисунок 2.5. Дендрограма

Дендрограма, зображена на рисунку 2.5, показує, що в даному випадку на першому кроці були об'єднані в один кластер другий і третій графіки при відстані між ними 0,15. На другому кроці до них приєднався перший графік. Відстань від першого графіка до кластера, що містить другий і третій графіки, дорівнює 0,3 і т.д.

Різні методи ієрархічного кластерного аналізу відрізняються між собою алгоритмами класифікації, з яких найбільш поширеними є:

- метод одиночного зв'язку;
- метод повних зв'язків;
- метод середнього зв'язку;

Для перших трьох методів існує загальна формула, запропонована А. Н. Колмогоровим для заходів подібності :

$$K_{\eta}([i, j], k) = \left[\frac{(n_i K(i, k))^{\eta} + (n_j K(j, k))^{\eta}}{n_i + n_j} \right]^{\frac{1}{\eta}}, -1 \leq \eta \leq +1 \quad [7], \quad (2.24)$$

де $[i, j]$ - група з двох об'єктів (кластерів); k – об'єкт (кластер), з яким шукається схожість зазначеної групи; n_i - кількість елементів у кластері i , n_j - кількість елементів у кластері j

– метод Уорда.

У методі Уорда як відстані між кластерами береться приріст суми квадратів відстаней об'єктів до центрів кластерів, що отримується в результаті їх об'єднання. На відміну від інших методів кластерного аналізу для оцінки відстаней між кластерами, тут використовуються методи дисперсійного аналізу.

На кожному кроці алгоритму об'єднуються такі два кластери, які призводять до мінімального збільшення цільової функції, тобто внутрішньогрупової суми квадратів. Цей метод спрямований на об'єднання близько розташованих кластерів.

2.2.1.2 Метод пошуку згущень

Одним з ітеративних методів класифікації є метод пошуку згущень. Суть ітеративного алгоритму даного методу полягає в застосуванні гіперсфери заданого радіуса, яка переміщається в просторі класифікаційних ознак з метою пошуку локальних згущень об'єктів[26].

Метод пошуку згущень вимагає, перш за все, обчислення матриці відстаней (або матриці мір подібності) між об'єктами і вибору початкового центру сфери. На першому кроці центром сфери служить графік (точка), в найближчій околиці якого розташована найбільша кількість сусідів. На основі заданого радіуса сфери (R) визначається сукупність графіків, що потрапили всередину цієї сфери, і для них обчислюються координати центру (вектор середніх значень ознак).

Коли черговий перерахунок координат центру сфери призводить до такого ж результату, як і на попередньому етапі, переміщення сфери припиняється, а точки, що потрапили в неї, утворюють кластер, і з подальшого процесу кластеризації виключаються. Перераховані процедури повторюються для всіх точок, що лишилися. Робота алгоритму завершується за кінцеве число кроків, і всі точки виявляються розподіленими по кластерам. Число кластерів, що утворюються заздалегідь невідомо і сильно залежить від радіуса сфери

2.2.1.3 Метод k -середніх

Припустимо, є гіпотеза щодо кількості кластерів m . Тоді можна задати програмі створити рівно m кластерів так, щоб вони були настільки різні, наскільки це можливо. Саме для вирішення завдань цього типу призначений метод k -середніх. Гіпотеза може ґрунтуватися на теоретичних міркуваннях, результатах попередніх досліджень або здогаду. Виконуючи послідовне розбиття на різне число кластерів, можна порівнювати якість одержуваних рішень[26].

$$V = \sum_{i=1}^m \sum_{x_j \in S_i} (x_j - \mu_i)^2 \quad (2.25)$$

де, m - кількість кластерів S_i - отримані кластери, $i= 1,2 \dots, k$ s μ_i – центри ваги векторів $x_j \in S_i$.

Програма починає з m випадково обраних кластерів, а потім змінює приналежність об'єктів до них, щоб мінімізувати мінливість всередині кластерів максимізувати мінливість між кластерами. Алгоритм випадковим чином в просторі призначає центри майбутніх кластерів. Потім обчислює відстань між центрами кластерів і кожним об'єктом, і об'єкт приписується до того кластеру, до якого він найближче. Завершивши приписування, алгоритм обчислює середні значення для кожного кластера. Цих середніх буде стільки, скільки використовується змінних для проведення аналізу - k . Набір середніх являє собою

координати нового положення центру кластера. Алгоритм знову обчислює відстань від кожного об'єкта до центрів кластерів і приписує об'єкти до найближчого кластеру. Знову обчислюються центри тяжкості кластерів, і цей процес повторюється до тих пір, поки центри тяжіння не перестануть «мігрувати» в просторі.

2.2.2 Метод нормованого розмаху (R/S аналіз)

Використовуючи безрозмірне відношення нормованого розмаху можна порівнювати різні явища. Для багатьох часових рядів спостерігаємий нормований розмах добре описується емпіричним співвідношенням:

$$R / S = (a \cdot \tau)^H, \quad (2.26)$$

де :

a - деяка константа,

τ – текущее значение длины выборки,

H - показник Херста (приймає значення від 0 до 1).

Якщо розглянутий часовий ряд має довготривалою пам'яттю, то його R / S-траєкторія демонструє факт вичерпання пам'яті так званим «зривом з тренда» або, в іншій термінології, зміною напрямку тренда, уздовж якого йде певна кількість початкових точок R / S-траєкторії.

Вищевказаний термін «зміна тренда» має на увазі, що точки R / S-траєкторії, такі після точки зміни тренду, вже «не повертаються» до початкового тренду.

Стосовно до фінансових даних можна використовувати наступне трактування: показник Херста вимірює вплив інформації на тимчасовий ряд даних. Значення має на увазі випадкове блукання, що є підтвердженням гіпотези ефективного ринку. В цьому випадку події некорелльовані, все новості вже ввібрані і знецінені ринком. На протипагу цьому при події сьогодні будуть мати значення завтра, тобто

отримана інформація продовжує враховуватися ринком через якийсь час. Це не просто автокорреляція, коли вплив інформації швидко падає а це довгострокова пам'ять. Вона обумовлює інформаційний вплив протягом великих періодів часу і характеризується довжиною циклу.

На рисунку 2.7 в подвійних логарифмічних координатах представлена крива залежності R/S від N для $H = 0.5$, побудована за даними, отриманими за допомогою генератора псевдовипадкових чисел з гауссовским виходом, і показує $H = 0.55 \pm 0.1$. Ця оцінка трохи вища, ніж очікувалося, але ці псевдовипадкові числа згенеровані детерміністичним алгоритмом, що може бути причиною зсуву.

Важливо зауважити, що R/S -аналіз - це виключно стійкий метод. В його основі немає припущення про гауссовский розподілі. знайдене значення $H = 0.5$ не є доказом того, що в наявності гауссовское випадкове блукання, воно доводить тільки те, що це процес, який відрізняється короткою пам'яттю. Іншими словами, будь-яка незалежна система, гауссовская або будь-яка інша, може продукувати $H = 0.5$.

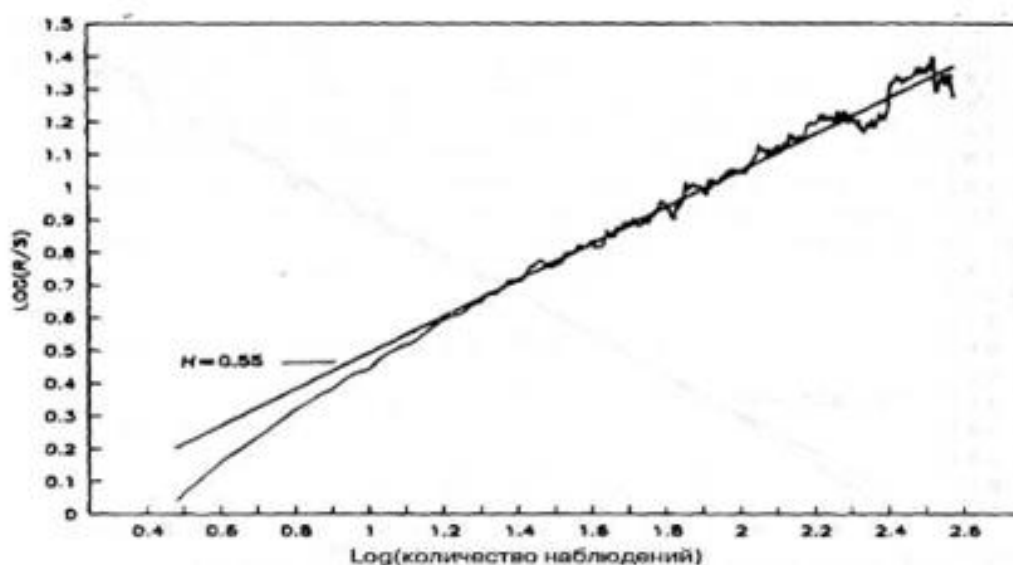


Рисунок 2.6 - R/S -аналіз: випадкові гаусові числа. Фактичне значення $H = 0.5$ оцінка $H = 0.55$

На рисунку 2.7 показана аналогічна крива для $H = 0.72$ значень, часто спостерігається в природних процесах. Ці дані були отримані аппроксимацией узагальненого броунівського руху. Такий ряд отриманий, з урахуванням пам'яті про 200 спостереженнях. Дані імітують природний цикл з 200 спостережень.

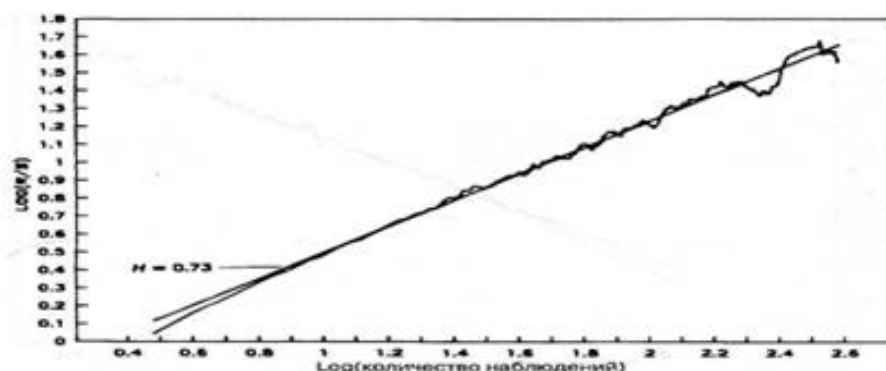


Рисунок 2.7 - R / S-аналіз: фрактальное броунівський рух. Фактичне значення $H = 0.72$ оцінка $H = 0.73$.

На рисунку 2.8 показана аналогічна крива, побудована для $H = 0.9$. Дійсна H в цьому випадку виявилася трохи нижче, але в допустимих межах.

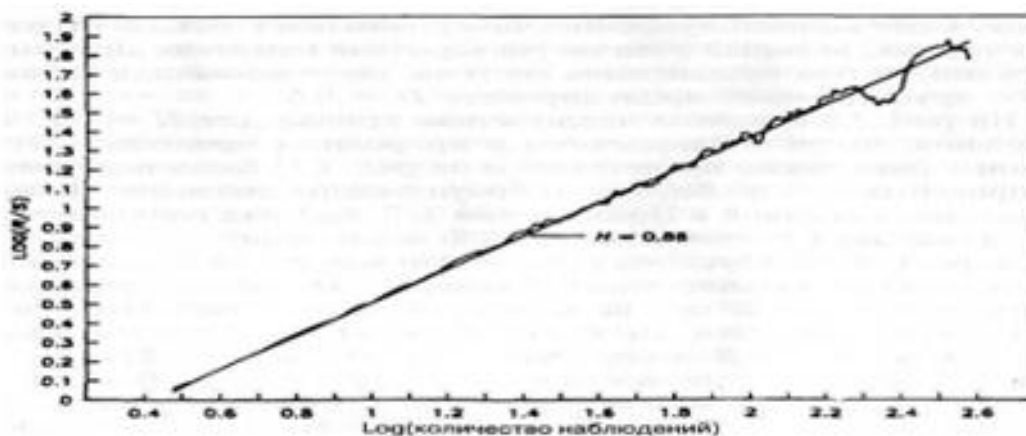


Рисунок 2.8 - R / S-аналіз: фрактальное броунівський рух. Фактичне значення $H = 0.9$ оцінка $H = 0.86$.

Завдяки своїй чудовій стійкості, показник Херста широко застосовується в аналізі часових рядів складних систем. Він містить мінімум припущень про досліджувану систему і дозволяє ввести класифікацію часових рядів безвідносно до їх виду розподілу.

Виділяють три інтервалу значень показника Херста:

а) При $0 \leq H < 0.5$ Даний діапазон відповідає антиперсистентним (ергодичним) рядах. Такий тип системи часто називають - «повернення до середнього». Якщо система демонструє зростання в попередній період, то, швидше за все, в наступному періоді почнеться спад. І навпаки, якщо йшло зниження, то ймовірний близький підйом. Стійкість такого антиперсистентного поведінки залежить від того, наскільки H близько до нуля. Чим ближче його значення до нуля, тим ближче C до -0.5 , або негативної кореляції. Такий ряд більш мінливий, або волатильним, ніж ряд випадковий.

б) При $H = 0.5$ Вказує на випадковий ряд (броунівський рух, випадкові блукання). Події некорреліровані між собою $C = 0$ сьогодення не впливає на майбутнє. Функція щільності ймовірності може бути нормальною кривою, однак, це не обов'язкова умова.

в) При $0.5 < H \leq 1$. Значення показника H належать даному діапазону, характерні для персистентних або трендоустойчивих рядів. Вони характеризуються наявністю довгострокових кореляцій між поточними подіями і подіями майбутніми. Якщо ряд зростає (убуває) в попередній період, то ймовірно, що він буде зберігати цю тенденцію якийсь час в майбутньому. Сила персистентності, збільшується при наближенні H до 1, або 100% кореляції $C = 1$. Чим ближче H до 0.5, тим більше зашумлен ряд і тим менш виражений його тренд. Персистентний тимчасової ряд є фракталом, оскільки може бути описаний як узагальнене броунівський рух або зміщені випадкові блукання.

Персистентні тимчасові ряди являють собою найбільш цікавий клас, так як виявилось, що вони не тільки в достатку виявляються в природі, - це відкриття належить Херста, - але і властиві ринкам капіталу. Фрактальна розмірність тимчасового ряду, або накопичених змін при випадковому блукання, дорівнює. Фрактальна розмірність кривої лінії дорівнює 1, а фрактальна розмірність геометричної площини дорівнює. Таким чином, фрактальна розмірність випадкового блукання лежить між кривою лінією і площиною. Показник Херста може бути перетворений у фрактальну розмірність за допомогою наступної формули: $D = 2 - H$.

Таким чином, якщо $H = 0.5$, то $D = 1.5$. Обидві величини характеризують незалежну випадкову систему. величина $0.5 < H \leq 1$ буде відповідати фрактальній розмірності, ближчій до кривої лінії. Це персистентний тимчасовий ряд, що дає більш гладку, менш зазубрену лінію, ніж випадкове блукання. Антіперсистентная величина $0 \leq H < 0.5$ дає відповідно вищу фрактальну розмірність і більше переривчасту лінію, ніж випадкове блукання, і, отже, характеризують систему, більш схильну до змін. Метод нормированного размаха заключається в следующем:

а) Нехай маємо часовий ряд, що складається з цін закриття фондового індексу, довжини M . Перетворимо його в тимчасовий ряд довжини $N = M - 1$ з логарифмічних відносин.

б) Розділимо період часу N на A суміжних підперіодів довжини n , так, що $A \cdot n = N$. При цьому N , A и n підбираються таким чином, щоб $\frac{M-1}{n}$ було цілочисельним значенням. Помітимо кожен підперіод I_a з врахуванням того, що $a = \overline{1, A}$. Введемо подвійний індекс - кожен елемент N_i в I_a переобозначив $N_{k,a}$, $k = \overline{1, n}$. Для кожного I_a довжини n середнє по інтервалу значення визначається як $e_a = (1/n) \sum_{k=1}^n N_{k,a}$.

в) Знаходимо елементи часового ряду накопичених відхилень ($X_{k,a}$) від середнього значення для кожного підперіоди I_a :

$$X_{k,a} = \sum_{i=1}^k (N_{i,a} - e_a), k = \overline{1, n};$$

г) Діапазон визначається як максимальне значення за вирахуванням мінімального значення $X_{k,a}$ в межах кожного підперіоди I_a :
 $R_{Ia} = \max(X_{k,a}) - \min(X_{k,a}), 1 \leq k \leq n.$

д) Вибіркове стандартне відхилення розраховується для кожного підперіоди I_a : $S_{Ia} = \sqrt{(1/n) \sum_{k=1}^n (N_{k,a} - e_a)^2};$

е) Кожній діапазон R_{Ia} тепер нормалізується шляхом ділення на відповідне S_{Ia} . На кроці (2) ми отримали суміжні підперіоди довжини n .

Отже, середнє значення $(R/S)_n$ визначається як

$$(R/S)_n = (1/A) \sum_{a=1}^A (R_{Ia} / S_{Ia});$$

ж) Довижна n ітеративно збільшується до наступного більш високого значення. Кроки (2-6) повторюються до $n = \frac{M-1}{2}$. Отримаємо два вектори: \bar{n} и $\overline{R/S}$.

з) Тепер на основі значень, отриманих на попередньому кроці, застосуємо регресію до рівняння $(R/S)_n = c \cdot n^H$, де $c = const$, а H – показник Херста. Попередньо логарифмуючи обидві частини рівняння регресії. Відрізок, що відсікається на координатній осі, є оцінкою $\log c$, константой. Нахил прямої є оцінкою показника Херста H .

2.3 Аналіз втрат енергії в розподільних електричних мережах

У мережах високої напруги задача розрахунку та обліку втрат електричної енергії практично вирішена, а от у розподільних мережах з досить низьким рівнем автоматизації задача аналізу,

розрахунку та розробки методів оптимізації втрат, як фактора підвищення ефективності функціонування, є досить актуальною [29].

Втрати електроенергії в електричних мережах України складають на 2016 рік від 12 до 15 %, зокрема, в розподільних мережах вони знаходяться в межах 6...9 % . В зимовий режимний день 2005 року втрати склали 15,2 %; 2010 року – 14,8 %; 2015 року – 11,9 %.

У таблиці. 2.10 наведено розподіл потужності навантаження, споживання та втрати за годинами доби зимового режимного дня 2017 року в енергосистемі України [30-32].

Табл. 2.10. Розподіл потужності навантаження, споживання та втрати за годинами доби

Найменування	Навантаження за годинами доби, МВт						Добове ел. споживання, млн.кВт.г
	5	9	13	17	21	24	
Навантаження енергосистеми	18815	21286	21887	22396	21615	20079	500,70
Навантаження ел.станцій:	18532	21001	21578	22120	21343	19810	493,90
ТЕЦ	7755	8642	8890	8882	9039	8121	203,04
ГЕС	313	2204	2468	3425	2141	1382	45,68
АЕС	10464	10457	10474	10450	10466	10450	251,05
Блок-станцій	283	285	309	276	272	269	6,81
Прийняття з інших ЕС	5970	6379	6836	6908	6341	6267	154,02
Передавання в інші ЕС	6721	6243	6918	6914	6297	6712	158,69
Експорт	741	478	530	459	587	695	13,75
Власне споживання	17323	21246	21529	22568	21375	19082	488,15
Власні потреби:	1546	1547	1473	1581	1644	1568	37,19
ТЕЦ	984	982	893	1026	1064	1003	23,42

Продовження таблиці 2.10

ГЕС	14	17	16	20	20	15	0,41
АЕС	549	548	564	535	560	549	13,35
Втрати	4038	4734	4765	4921	4635	4193	108,05

Виробничі потреби	73	79	79	81	90	73	1,85
Відпуск споживачам	13117	16483	16831	17655	16633	14780	378,81

Для порівняння на рисунку. 2.9, рисунку. 2.10 зображено графіки навантаження енергосистеми та втрати потужності в режимний день 2015 і 2017 років

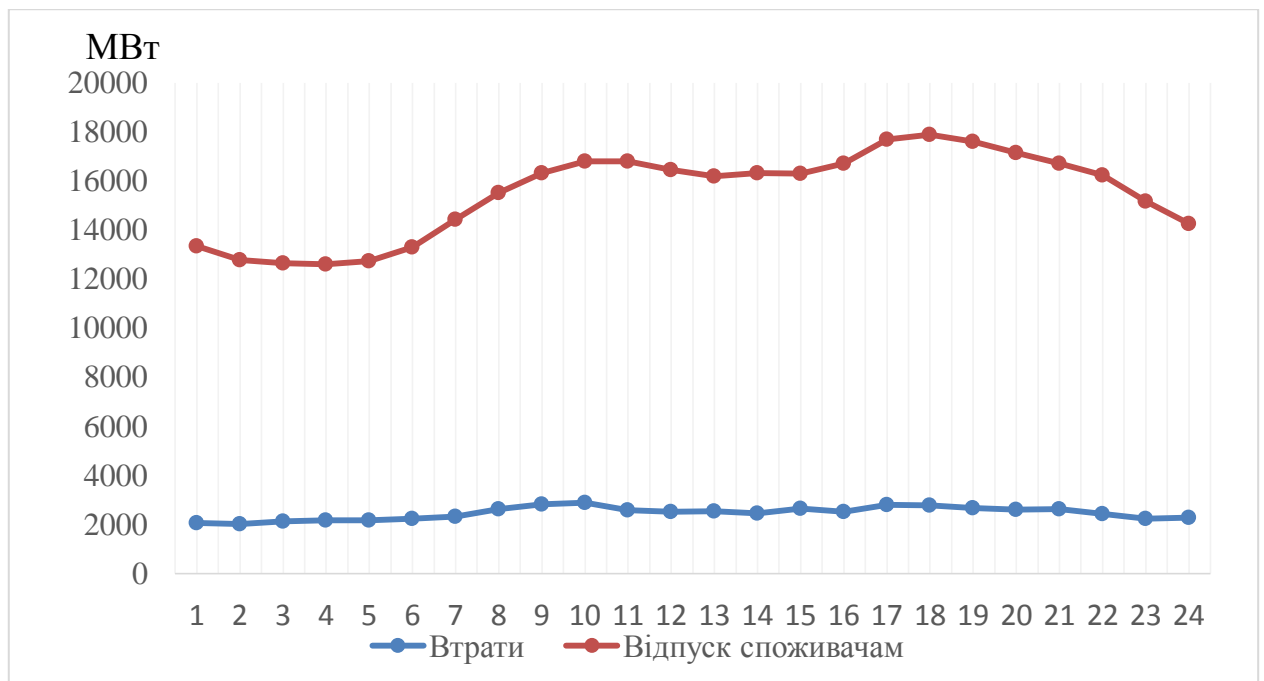


Рисунок. 2.9. Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день 2015 року

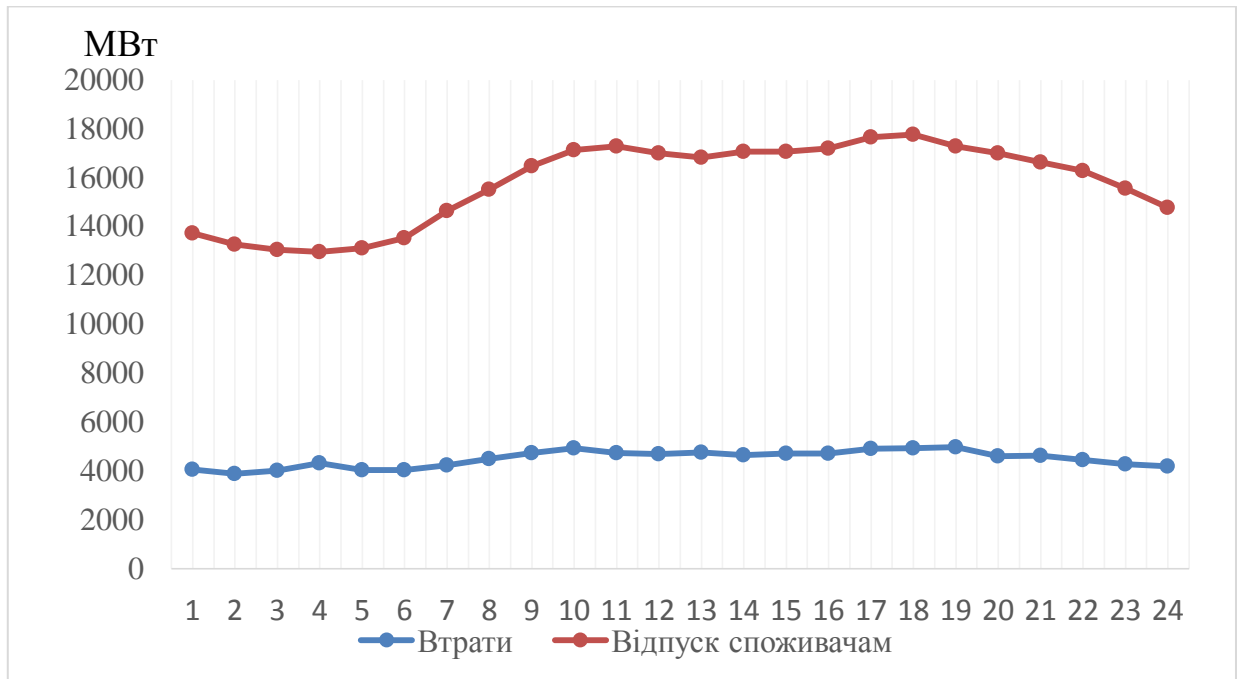


Рисунок. 2.10. Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день 2017 року

Для вивчення складових втрат у різних елементах мережі та оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії.

Фактичні (звітні) втрати електроенергії $\Delta W_{\text{отч}}$ визначають як різницю електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам. Ці втрати включають в себе складові різної природи: втрати в елементах мережі, що мають чисто фізичний характер, витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях і забезпечує передачу електроенергії, похибки фіксації електроенергії приладами її обліку і, нарешті, розкрадання електроенергії, несплату або неповну оплату показань лічильників і т.п.

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями : характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групами елементів, виробничим підрозділами і т.д. Враховуючи фізичну природу і специфіку методів визначення кількісних значень фактичних втрат, вони можуть бути розділені на чотири складові і представлені на рисунку 2.11.

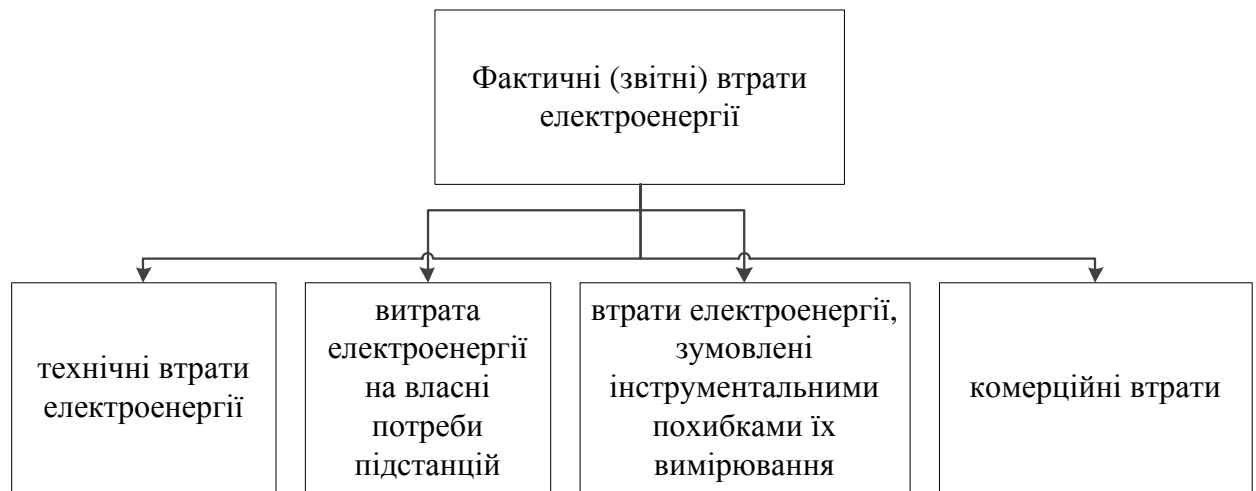


Рисунок 2.11. Поділ фактичних втрат електроенергії

1) *технічні втрати електроенергії* ΔW_T , зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах.

2) *витрата електроенергії на власні потреби підстанцій* ΔW_{CH} , необхідний для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу, який визначається за показаннями лічильників, встановлених на трансформаторах власних потреб підстанцій;

3) *втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками їх вимірювання* (інструментальні втрати) $\Delta W_{Змін}$;

4) *комерційні втрати* ΔW_K , зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Їх значення визначають як різницю між фактичними (звітними) втратами і сумою перших трьох складових:

$$\Delta W_K = \Delta W_{Отч} - \Delta W_T - \Delta W_{CH} - \Delta W_{Змін}. \quad (2.26)$$

Три перші складові структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Сума цих

складових добре описується терміном *технологічні втрати*. Четверта складова - комерційні втрати - представляє собою вплив "людського фактора" і включає в себе всі його прояви: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників і т.п. Критерії віднесення частини електроенергії до втрат можуть бути *фізичного* та *економічного* характеру [33].

Суму технічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій і комерційних втрат можна назвати *фізичними* втратами електроенергії. Ці складові дійсно пов'язані з фізикою розподілу енергії по мережі. При цьому перші дві складові фізичних втрат відносяться до технології передачі електроенергії по мережах, а третя - до технології контролю кількості переданої електроенергії.

Економіка визначає *втрати* як частина електроенергії, на яку її зареєстрований корисний відпуск споживачам виявився менше електроенергії, виробленої на своїх електростанціях і закупленої в інших її виробників. При цьому зареєстрований корисний відпуск електроенергії тут не тільки та його частина, грошові кошти за яку дійсно надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, але і та, на яку виставлені рахунки, тобто споживання енергії зафіксовано. На відміну від цього реальні покази лічильників, які фіксують споживання енергії побутовими абонентами, невідомі. Корисний відпуск електроенергії побутовим абонентам визначають безпосередньо по надійшла за місяць оплаті, тому до втрат відносять всю неоплачену енергію.

З точки зору економіки витрата електроенергії на власні потреби підстанцій нічим не відрізняється від витрати в елементах мереж на передачу решті частини електроенергії споживачам.

Недооблік обсягів корисно відпущеної електроенергії є такою ж економічною втратою, як і дві описані вище складові. Те ж саме можна сказати і про розкрадання електроенергії. Таким чином, всі чотири згадані

вище складові втрат з економічної точки зору однакові.

Технічні втрати електроенергії можна представити наступними структурнимискладовими:

- навантажувальні втрати в устаткуванні підстанцій. До них відносяться втрати в лініях і силових трансформаторах, а також втрати у вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загороджувача (ВЗ) ВЧ - зв'язку та токоограничивающих реакторах. Всі ці елементи включаються в "розтин" лінії, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від протікаючої через них потужності.

- втрати холостого ходу, що включають втрати в електроенергії в силових трансформаторах, що компенсують пристроях (КУ), трансформаторах напруги, лічильники і пристроях приєднання ВЧ-зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній.

- кліматичні втрати, що включають в себе два види втрат: втрати на корону та втрати через струмів витоку по ізоляторах ПЛ та підстанцій. Обидва види залежать від погодних умов.

Технічні втрати в електричних мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) повинні розраховуватися за трьома діапазонами напруги [34]:

- в живильних мережах високої напруги 35 кВ і вище;
- в розподільних мережах середньої напруги 6 - 10 кВ;
- в розподільних мережах низької напруги 0,38 кВ.

Розподільні мережі 0,38 - 6 - 10 кВ, експлуатовані РЕЗ та ПЕМ, характеризуються значною часткою втрат електроенергії в сумарних втрати по всьому ланцюгу передачі електроенергії від джерел до електроприймачів. Це обумовлено особливостями побудови, функціонування, організацією експлуатації даного виду мереж: великою кількістю елементів, розгалуженістю схем, недостатньою забезпеченістю приладами обліку, щодо малим навантаженням елементів і т.п. [35]

Висновки до розділу 2

1. Проаналізовано режими споживання електроенергії, сформовано підходи щодо використання методів оцінювання та розглянуто показники на критерії, які дозволяють оцінити режими споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах.

2. Розглянуто підходи до використання кластерного аналізу, як інструменту групування графіків електричного навантаження за різними критеріями.

3. Проаналізовано структурні складові втрат електроенергії в електричних мережах, в залежності від повноти інформації про режими споживання та роботу елементів електромережі можуть використовуватися різні методи оцінювання стабільної роботи розподільних електричних мереж.

РОЗДІЛ 3 РОЗРОБЛЕННЯ ТА АПРОБАЦІЯ ПРОЦЕДУРИ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Процедура сегментації графіків електричного навантаження

3.1.1 Статистична обробка фактичних графіків електричних навантажень

В ході виконання цієї роботи було зібрано значну кількість фактичних графіків навантажень. Кожен фактичний графік навантажень приписується до якогось (або до кількох) кодів КВЕД. Таким чином до кожного КВЕД виявились приписаними кілька фактичних графіків навантажень. Обчислимо фактичний графік навантаження КВЕД.

Нехай:

N – кількість фактичних графіків навантажень, приписаних до даного коду КВЕД.

M – номер місяця .

D – номер дня в місяці.

T – номер години.

P_{iMDT} - активне навантаження i - го фактичного графіка навантажень за M -й місяць, D -й день, T -у годину.

Q_{iMDT} - активне навантаження i - го фактичного графіка навантажень за M -й місяць, D -й день, T -у годину.

P_{NMDT} - активне навантаження фактичного графіка навантажень КВЕД за M -й місяць, D -й день, T -у годину.

Q_{NMDT} - реактивне навантаження фактичного графіка навантажень КВЕД за M -й місяць, D -й день, T -у годину

Тоді:

$$P_{NMDT} = \sum_{i=1}^N P_{iMDT} \quad (3.1)$$

$$Q_{NMDT} = \sum_{i=1}^N Q_{iMDT} \quad (3.2)$$

В ході статистичної обробки для кожного фактичного графіка навантажень коду КВЕД обчислювались його погодинні статистичні характеристики: математичне очікування та середньоквадратичне відхилення активного та реактивного навантажень, а також коефіцієнт кореляції активного та реактивного навантажень.

Нехай:

M – номер місяця;

T - номер години доби M -го місяця;

n - кількість днів в місяці M або, якщо в місяці M були пропуски вимірювань, то фактична кількість днів вимірювань;

P_{iMT} - активне навантаження i -го дня M -го місяці, T -ї години даного коду КВЕД;

Q_{iMT} - реактивне навантаження i -го дня M -го місяці, T -ї години даного коду КВЕД;

\bar{P}_{MT} - математичне очікування активного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

\bar{Q}_{MT} - математичне очікування реактивного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

σ_{PMT} - середнє квадратичне відхилення активного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

σ_{QMT} - середнє квадратичне відхилення реактивного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

k_{MT} - коефіцієнт кореляції активного та реактивного навантажень за M -й місяць у T -годину даного КВЕД;

Тоді:

$$P_{MT} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{iMT}}{n}, \quad (3.3)$$

$$Q_{MT} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{iMT}}{n}, \quad (3.4)$$

$$D_{PMT} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{iMT} - P_{MT})^2}{n-1}, \quad (3.5)$$

$$\sigma_{PMT} = \sqrt{D_{PMT}}, \quad (3.6)$$

$$D_{QMT} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{iMT} - Q_{MT})^2}{n-1}, \quad (3.7)$$

$$k_{MT} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{iMT} - \bar{P}_{MT})(Q_{iMT} - \bar{Q}_{MT})}{n}, \quad (3.8)$$

де індекс i пробігає значення від 1 до n .

3.1.1.1 Нормалізація характерних графіків навантажень КВЕД

Нормалізацією називається приведення характерного графіка навантажень до виду, коли максимальне математичне очікування активного навантаження дорівнює 100 кВт. Можна дати також еквівалентне визначення: нормалізація є приведення характерного графіка навантажень до умовних величин у відсотках, коли максимальне математичне очікування активного навантаження дорівнює 100 %. Графіки навантажень, для яких виконано нормалізацію, будемо називати нормалізованими графіками навантажень.

Нехай:

\bar{P}_{MT} - математичне очікування активного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

\bar{Q}_{MT} - математичне очікування реактивного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

σ_{PMT} - середнє квадратичне відхилення активного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

σ_{QMT} - середнє квадратичне відхилення реактивного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

\bar{P}'_{MT} - математичне очікування приведенного активного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

\bar{Q}'_{MT} - математичне очікування приведенного реактивного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

σ'_{PMT} - середнє квадратичне відхилення приведенного активного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

σ'_{QMT} - середнє квадратичне відхилення приведенного реактивного навантаження за M -й місяць T -у годину даного коду КВЕД;

k_H - коефіцієнт нормалізації характерного графіка навантажень даного коду КВЕД;

P'_{MAX} - максимальне математичне очікування активного навантаження за рік даного КВЕД.

Тоді:

$$k_H = \frac{100}{\bar{P}_{MAX}} \quad (3.9)$$

помножимо математичні очікування активного та реактивного навантажень на k_H , а середні квадратичні відхилення активного та реактивного навантажень на $\sqrt{k_H}$ отримаємо характеристики приведених (нормалізованих) графіків:

$$\bar{P}'_{MT} = k_H \bar{P}_{MT}, \quad (3.10)$$

$$\bar{Q}'_{MT} = k_H \bar{Q}_{MT}, \quad (3.11)$$

$$\sigma_{PMT} = \sigma_{PMT} \sqrt{k_H}, \quad (3.12)$$

$$\sigma_{QMT} = \sigma_{QMT} \sqrt{k_H}, \quad (3.13)$$

3.1.1.2 Визначення метричного простору графіків електричних навантажень

Нехай є якась множина нормалізованих графіків навантажень з кодами КВЕД. Кожен такий графік характеризується активними $P[1..288]$, реактивними $Q[1..288]$ навантаженнями та їх середніми квадратичними відхиленнями $\sigma_P = [1..288]$, $\sigma_Q = [1..288]$, де 288 – 12 місяців * 24 години. Будемо вважати множину таких графіків навантажень елементами

векторного простору G розмірністю $[1..1152]$, де $1152=288*4$. Елементи $P[i], Q[i], \sigma_p[i], \sigma_q[i]$ (тут i пробігає значення $(1..288)$) є координатами в цьому векторному просторі. У векторному просторі G існує нульовий елемент $G0$, всі координати якого дорівнюють нулю.

Нехай є відомий алгоритм (формула, вираз), який дозволяє для кожної пари елементів векторного простору обчислити число, яке будемо називати метрикою ρ векторного простору G .

Нехай G_i, G_j, G_k - якісь графіки навантажень з векторного простору G .

Відповідно до [10] метрика має такі властивості:

- $\rho[G_i, G_j] = 0$ тоді і тільки тоді, коли $G_i = G_j$, тобто коли в G_i та G_j рівні всі координати;
- $\rho[G_i, G_j] = \rho[G_j, G_i]$ (аксіома симетрії);
- $\rho[G_j, G_k] \leq \rho[G_i, G_j] + \rho[G_j, G_k]$ (аксіома трикутника).

Векторний простір графіків навантажень G разом з визначеною на ньому метрикою ρ будемо називати метричним простором M графіків навантажень.

З погляду математики метрику можна розглядати як відстань між елементами метричного простору. Метрик $\rho[G_i, G0]$ можна вважати відстанню елемента G_i від нульової точки, тобто довжиною елемента iG_i .

Нехай для кожного елемента G_i метричного простору M обчислено його метрик $p_i = \rho[G_i, G0]$.

Відкладемо ці відстані на графіку (рисунок 3.1) у вигляді коротких штрихів

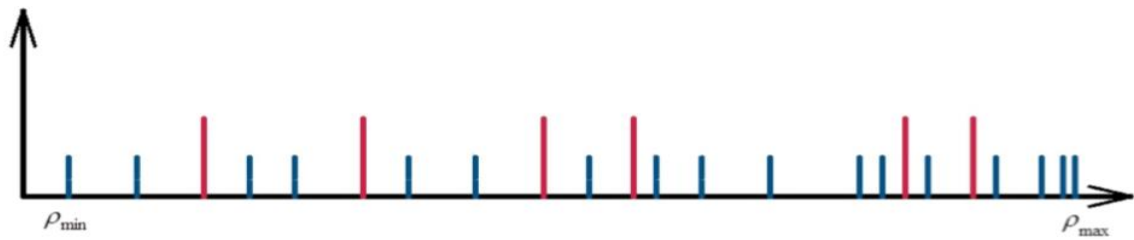


Рисунок 3.1. Визначення метричного простору

Як видно з рисунка, всі метрики приймають значення від ρ_{\min} до ρ_{\max}

Нехай в ході цієї роботи буде створено якусь кількість характерних графіків навантажень χ . Ці графіки навантажень є елементами метричного простору M .

Тоді для кожного з них можна обчислити метрику:

$$p_{\chi j} = \rho[\chi_i, G_0]$$

Тут j порядковий номер характерного графіка навантажень.

Відкладемо ці метрики на рисунку 3.1 у вигляді довгих вертикальних відрізків.

Види метрик метричного простору

З теорії метричних просторів відомо багато видів метрик [36].

Нехай є два графіки навантажень:

$$G_1 = (P_{1i}, Q_{1i}, \sigma_{P1i}, \sigma_{Q1i});$$

$$G_2 = (P_{2i}, Q_{2i}, \sigma_{P2i}, \sigma_{Q2i}),$$

де i пробігає значення від 1 до 288.

Тоді (для прикладу) можна навести такі метрики:

- евклідова відстань

$$d_{12} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{1i} - P_{2i})^2 + \sum_{i=1}^n (Q_{1i} - Q_{2i})^2 + \sum_{i=1}^n (\sigma_{P1i} - \sigma_{P2i})^2 + \sum_{i=1}^n (\sigma_{Q1i} - \sigma_{Q2i})^2}; \quad (3.14)$$

- зважена евклідова відстань

$$d_{12} = \sqrt{\omega_1 \sum_{i=1}^n (P_{1i} - P_{2i})^2 + \omega_2 \sum_{i=1}^n (Q_{1i} - Q_{2i})^2 + \omega_3 \sum_{i=1}^n (\sigma_{P1i} - \sigma_{P2i})^2 + \omega_4 \sum_{i=1}^n (\sigma_{Q1i} - \sigma_{Q2i})^2}; (3.15)$$

де $\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4$ - вагові коефіцієнти.

- відстань city-block

$$d_{12} = \sum_{i=1}^n |P_{1i} - P_{2i}| + \sum_{i=1}^n |Q_{1i} - Q_{2i}| + \sum_{i=1}^n |\sigma_{P1i} - \sigma_{P2i}| + \sum_{i=1}^n |\sigma_{Q1i} - \sigma_{Q2i}|, (3.16)$$

- відстань Мінковського

$$d_{12} = \left(\sqrt{\sum_{i=1}^n |P_{1i} - P_{2i}|^R + \sum_{i=1}^n |Q_{1i} - Q_{2i}|^R + \sum_{i=1}^n |\sigma_{P1i} - \sigma_{P2i}|^R + \sum_{i=1}^n |\sigma_{Q1i} - \sigma_{Q2i}|^R} \right). (3.17)$$

3.1.2 Проведення класифікація графіків електричних навантажень за режимними характеристиками.

Проведення розподілу потребує клопіткої роботи з масивами даних, які характеризують діяльність споживачів, генеруючих компаній, постачальників і є несистематизовані, тому вимагають проведення певних математичних комбінацій перед їх застосуванням. Враховуючи, що більшість методів сегментації або класифікації суттєво пов'язані з конкретними даними і критеріями. Тому з врахуванням вказаних недоліків необхідно впровадження універсального підходу, який дозволить знайти рішення в поставленій задачі розподілу споживачів електроенергетики. Такий підхід повинен бути мало чутливим до розмірності даних, мало залежати від однорідності об'єктів в рамках однієї групи.

Розглядаючи задачі класифікації, розподілу сегментації використаємо наступний підхід з особливостями дискретної математики [37].

Отже представимо дві множин споживачів електричної енергії: множина А об'єкти розподілу (сегментації), кожному відповідає вектор P_A критеріїв, і множина В об'єктів, яка також характеризуються вектором

критеріїв P_B , враховуючи умови $P_A \cap P_B \neq \emptyset$, $|B| \leq |A|$. Критерії можуть бути різної природи, вимірюватись різними типами шкал.

При такому підході можна сформулювати задачу розподілу в наступному вигляді: необхідно розбити множину A на такі підмножини, які не пересікаються і кожній із яких відповідає в точності один елемент із множини B . Таким чином необхідно визначити відношення між множинами A і B , яке для елемента b_i множини B визначає підмножину множини A , елементи якої більш близькі з елементом b_i , ніж з елементом b_j , $i \neq j$ множини B . Проведений розподіл повинен забезпечити максимальне «покриття» елементів множини A сегментами. Алгоритм проведення розподілу наведено на рисунку 3.2



Рисунок 3.2 – Алгоритм проведення розподілу

З огляду на запропоноване дослідження є доцільним проведення аналізу кожного з варіантів існуючих розподілів з використанням наступних маркетингових критеріїв, а саме доступність споживачів, стійкість, прибутковість, рівень конкуренції, захищеність від конкуренції, рекламні можливості, можливість сервісу, залежність групи від

обмеження в електропостачанні та в якості електроенергії, технологічні труднощі роботи з групою [38].

Використання таких критеріїв це фактично система із зворотнім зв'язком, тобто на стадії розподілу за критеріями може бути проведено відсів групи або підгрупи (рисунок 3.3).

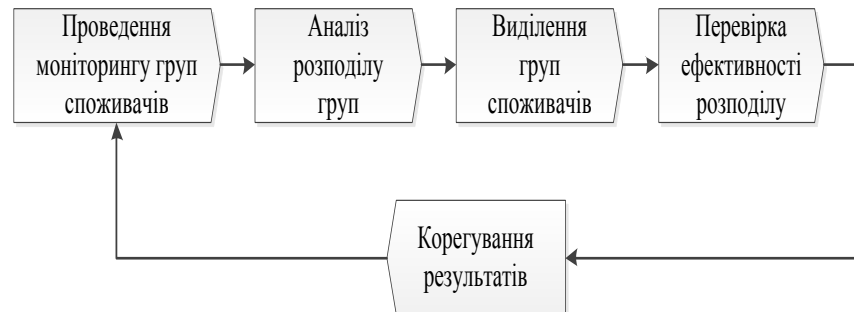


Рисунок 3.3 – Система виділення оцінювання режимів споживання із зворотнім зв'язком

Слід зазначити, що кожен з цих маркетингових критеріїв в цілому потребує окремого розгляду та обговорення із врахуванням особливостей та відповідних як технічних, так і економічних характеристик споживачів. Крім того, враховуючи нагальність питання оцінювання режимів споживання до такого переліку слід додати критерій щодо врахування можливості оцінювання.[38].

В умовах реформування енергетичної галузі маркетинговий підхід щодо розподілу споживачів та визначення цільових груп, дозволить отримати ряд додаткових можливостей щодо оцінювання режимів споживання, зокрема: можливість забезпечення балансу в попиті на електроенергію; попередження аварійних і передаварійних ситуацій; підтримку високого стандарту якості електричної енергії; можливість супроводження оптимального режиму завантаження електростанцій; мотивація і стимулювання активної поведінки споживачів за допомогою тарифних систем [38].

Формування споживачів на кожному рівні можна проводити за класичними критеріями та методами сегментування, а потім враховуючи

коефіцієнти кожної з виділених груп на графік навантаження, як критерії групування споживачів, особливо для встановлення тарифів на електричну енергію, які дадуть змогу економічним шляхом здійснювати ефективне оцінювання режимів споживання, як на кожному з рівнів і в державі загалом. Це дозволить враховувати особливості споживачів електричної енергії на різних рівнях електропередавальних організацій [38].

Для проведення аналізу ГЕН виділено за галузевим аспектом було використано кластерний аналіз, оскільки дані методи неодноразово використовувались для вирішення задач, пов'язаних з підвищенням рівня ефективності проведення енергетичного моніторингу і аналізування ефективності використання енергоресурсів [39].

Метою використання методів кластерного аналізу є дослідження графіків електричних навантажень (ГЕН) шляхом виділення однотипних, для яких можна визначити потенціал регулювання навантаженням та сформулювати підходи щодо використання методів оцінювання режимів споживання.

Враховуючи універсальність методів кластерного аналізу, що дозволяють вирішувати наступні задачі [40-42]:

- розбиття вихідної сукупності споживачів на порівняно невелику кількість областей групування (кластерів) так, щоб елементи одного кластера були максимально подібними між собою;
- виявлення структури сукупності досліджуваних споживачів;
- визначення природного розшарування вихідних груп на чітко виражені кластери, які розташовані на деякій відстані один від одного, і які розпадаються на так само віддалені одна від одної частини.

Тобто необхідність використання кластерного аналізу для оцінки режимів споживання пояснюється, перш за все, тим, що він дозволяє розглядати достатньо великий об'єм інформації і різко скорочувати великі

масиви інформації, робити їх компактними та наочними. Також за допомогою кластерного аналізу будуються науково обґрунтовані класифікації, виявляються внутрішні зв'язки між одиницями спостережуваної сукупності. Слід зазначити, що кластерний аналіз, на відміну від більшості математико-статистичних методів, не накладає обмежень на вигляд даних об'єктів.

Тому, якщо виконавши всі етапи алгоритму ієрархічного кластерного аналізу та побудувавши дендограму для наочних результатів можна буде сміливо виділити відповідні кластери споживачів в залежності від етапу кластеризації.

Для визначених показників для проведення кластеризації слід позбавитись мультиколінерності і дослідити вихідні фактори за допомогою коефіцієнта кореляції Спірмена [38].

$$r_{xy} = \frac{\sum (x_i - \bar{x}) * (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 * \sum (y_i - \bar{y})^2}} \quad (3.18)$$

де - x_i значення, змінної X, y_i - значення, змінної Y, \bar{x} - середнє по X, \bar{y} - середнє по Y.

Розраховане значення коефіцієнту можна оцінити за наступною шкалою:

$r_{xy} > 0.01 \leq 0.29$ — слабкий позитивний зв'язок

$r_{xy} > 0.30 \leq 0.69$ — помірний позитивний зв'язок

- сильний позитивний зв'язок

$r_{xy} > 0.70 \leq 1.00$

— слабкий негативний зв'язок

$r_{xy} > -0.01 \leq -0.29$

$r_{xy} > -0.30 \leq -0.69$ — помірний негативний зв'язок

- сильний негативний зв'язок

$$r_{xy} > -0.70 \leq -1.00$$

Кореляційний аналіз проводився для показників на кожному рівні дослідження споживачів, де було визначено наступні показники для проведення кластеризації (Таблиця 3. 1).

Таблиця 3.1 – Агреговані показники для проведення кластерного аналізу

п.п		Показники
1.	Розподільні мережі ОС Україна	<ul style="list-style-type: none"> – дисперсія групового графіка навантаження; – коефіцієнт внеску графіка навантаження споживача; – коефіцієнт нерівномірності.
2.	Розподільні мережі областного призначення	<ul style="list-style-type: none"> – коефіцієнт заповнення графіка навантаження; – дисперсія групового графіка навантаження; – коефіцієнт внеску графіка навантаження споживача.
3.	Розподільні мережі районного призначення	<ul style="list-style-type: none"> – дисперсія групового графіка навантаження; – коефіцієнт впливу графіка навантаження споживача; – коефіцієнт нерівномірності.

Підвищення ефективності оцінювання режимів споживання - це використання додаткових показників які пов'язані з режимом експлуатації основного енергетичного обладнання з встановленою потужністю. Перелік можливих показників наведено в Таблиці 3.2[38].

Таблиця 3.2 – Характеристики енергетичного обладнання з встановленою потужністю

№п.п.	Показник	Формула	Пояснення
1.	Коефіцієнт екстенсивного використання обладнання	$K_e = \frac{T_\phi}{T_\kappa} \leq 1$ <p> T_ϕ – фактична кількість годин роботи, $T_\phi = T_\kappa - \sum T_z$; T_κ – кількість годин в році; $\sum T_z$ –сума годин зупинки (простою) обладнання. </p>	характеризує використання обладнання по часу знаходження його в робочому режимі
2.	Коефіцієнт інтенсивності використання обладнання	$K_i = \frac{N_{cp}}{N_{вс}}$ <p> N_{cp} – середнє навантаження обладнання ; N_y – встановлена потужність електрообладнання </p>	характеризує використання обладнання по завантаженню встановленої потужності
3.	Інтегральний коефіцієнт	$K_{int} = K_e * K_i$	добуток коефіцієнтів інтенсивності і екстенсивності використання обладнання
4.	Інтегральний коефіцієнт	$H_{вс} = \frac{W_{рік}}{N_{вс}}$ <p> $W_{рік}$ –річне виробництво </p>	кількість годин використання встановленої потужності

		електроенергії.	
--	--	-----------------	--

Перший підхід. Визначення якості розподілу заданої сукупності елементів на класи або визначення кількісних критеріїв за допомогою яких можна оцінити результат проведеної клатеризації споживачів. Для такої оцінки слід вводити поняття функціонала якості розподілу $Q(S)$ [43], визначеного на множині всіх можливих розподілів на класи. Наведемо приклади найбільш поширених функціоналів якості розподілу:

Нехай $S = (S_1, S_2, \dots, S_k)$ – деяке фіксоване розбиття досліджень X_1, X_2, \dots, X_n на задану кількість k кластерів S_1, S_2, \dots, S_k ; d – вибрана метрика дослідження в просторі $\Pi^P(X)$.

За функціоналом якості при заданій кількості кластерів розглянемо наступні характеристики:

– сума («зважених») внутрішньо кластерних дисперсій, широко використовується в задачах кластерного аналізу в якості оцінки розбиття:

$$Q_1(S) = \sum_{i=1}^k \sum_{X_l \in S_l} d^2(X_i, \overline{X(l)}) \quad (3.19)$$

– сума попарних внутрішньо кластерних відстаней між елементами:

$$Q_2(S) = \sum_{i=1}^k \sum_{X_l \in S_l} d^2(X_i, X_j) \quad (3.20)$$

або

$$Q_2'(S) = \sum_{i=1}^k \frac{1}{n_l} \sum_{X_l \in S_l} d^2(X_i, X_j) \quad (3.21)$$

Проведення оцінки кластеризації при заданій кількості кластерів проводиться в порівнянні визначених характеристик у кожному кластері. Якщо кількість кластерів попередньо не задається, тобто використовуються методи нечіткої кластеризації – метод Possibilistic C-Means (PCM), то використовуються критерії якості [44]:

- Індекс розбиття (Partition Index);
- Критерій Квона;
- Критерій Xie – Бені.

Формування споживачів за ступенем впливу на режим споживання електроенергії в Україні визначають за допомогою кластерного аналізу. Завдання виконано згідно з методичними рекомендаціями (рисунки 3.4) за допомогою програмного забезпечення PASW Statistics.

Проміжні результати зведені до таблиць 3.3-3.6.

Таблиця 3.3 – Характеристика споживачів за 17.06.15

Галузь	Кн	Кmax	Кз	Квн	Квпл
1.1. Нафтодобувна	0,8981	1,0595	0,9439	0,2241	0,0690
1.2. Нафтопереробна	0,9352	1,0396	0,9619	0,2226	0,0481

Продовження таблиці 3.3.

1.3. Газова	0,8829	1,0673	0,9370	0,1683	0,0640
1.4. Вугільна	0,7409	1,0872	0,9198	-	-
4.1. Азотна	0,9173	1,0538	0,9489	0,7223	0,1781
4.2. Промисловість хімволок.	0,7000	1,1883	0,8415	0,0349	0,0363
5.1. Важ. енерг. та транс. машбуд.	0,4214	1,6377	0,6106	0,2331	0,5984
5.2. Електротехнічна	0,3053	1,8173	0,5503	0,2622	1,0494
5.3. Верстатобуд. та інструм.	0,5415	1,3724	0,7287	0,2767	0,4334
5.4. Автомобільна	0,2920	1,8958	0,5275	0,1636	0,6569
5.5. Трактор. та с/г машбуд.	0,2899	1,8850	0,5305	0,2335	1,1166
7.1. Цементна	0,7493	1,1138	0,8978	-	-
9.1. Текстильна	0,4342	1,4837	0,6740	0,1075	0,3409
10.1. Цукрова	0,4773	1,5605	0,6408	0,0480	0,1178
1. Електротяга залізн. трансп.	0,7964	1,1251	0,8888	-	-
2. Міськ. електротранспорт	0,1194	1,7517	0,5709	0,6103	3,0349
3. Магістр. трубоп. транспорт	0,8695	1,0929	0,9150	0,4829	0,1937
1. Ком., водопостачання	0,8558	1,1045	0,9054	1,3525	0,6360

Таблиця 3.4 – Характеристика споживачів за 16.12.15

Галузь	Кн	Кmax	Кз	Квн	Квпл
1.1. Нафтодобувна	0,8755	1,0453	0,9567	0,1741	0,0463
1.2. Нафтопереробна	0,9549	1,0273	0,9734	0,2664	0,0301
1.3. Газова	0,8365	1,0853	0,9214	0,2034	0,0961
1.4. Вугільна	0,7813	1,0882	0,9189	-	-
4.1. Азотна	0,9503	1,0332	0,9679	1,1951	0,1315

4.2. Промисловість химволок.	0,7909	1,1146	0,8972	0,0207	0,0140
5.1. Важ.енерг.та транс.машбуд.	0,4547	1,5756	0,6347	0,3166	0,7198
5.2. Електротехнічна	0,3392	1,7279	0,5787	0,2721	0,9935
5.3. Верстатобуд. та інструм.	0,4297	1,5604	0,6409	0,2334	0,5075
5.4. Автомобільна	0,2864	1,9845	0,5039	0,1325	0,5127
5.5. Трактор.та с/г машбуд.	0,3716	1,7158	0,5828	0,1794	0,6114
7.1. Цементна	0,8052	1,0945	0,9136	0,0436	0,0216
9.1. Текстильна	0,4750	1,4390	0,6949	0,1127	0,2867
10.1. Цукрова	0,5154	1,4668	0,6818	0,0581	0,0953

Продовження таблиці 3.4.

1. Електротяга залізн.трансп.	0,8148	1,0838	0,9226	-	-
2. Міськ.електротранспорт	0,1593	1,7569	0,5692	0,7356	3,0085
3. Магістр.трубоп.транспорт	0,6259	1,2969	0,7710	-	-
1. Ком.,водопостачання	0,8093	1,1175	0,8949	1,8315	0,9838

Таблиця 3.5 – Характеристика споживачів за 15.06.16

Галузь	Кн	Кmax	Кз	Квн	Квл
1.1. Нафтодобувна	0,8838	1,0614	0,9421	0,1558	0,0466
1.2. Нафтопереробна	0,9314	1,0378	0,9636	0,2027	0,0358
1.3. Газова	0,8876	1,0626	0,9411	0,1946	0,0649
1.4. Вугільна	0,7183	1,1006	0,9086	-	-
				1,0636	0,8937
4.1. Азотна	0,9296	1,0271	0,9736	1,0886	0,1750
4.2. Промисловість химволок.	0,5635	1,3101	0,7633	0,0335	0,0559
5.1. Важ.енерг.та транс.машбуд.	0,3849	1,6588	0,6029	0,3587	0,9779
5.2. Електротехнічна	0,3442	1,7733	0,5639	0,2664	0,9271
5.3. Верстатобуд. та інструм.	0,4633	1,5160	0,6596	0,2024	0,3973
5.4. Автомобільна	0,2667	1,9748	0,5064	0,1383	0,5660
5.5. Трактор.та с/г машбуд.	0,4410	1,5793	0,6332	0,1910	0,5399
7.1. Цементна	0,7534	1,1117	0,8995	-	-
				0,7318	0,5608
9.1. Текстильна	0,5216	1,3729	0,7284	0,1436	0,3289
10.1. Цукрова	0,3819	1,7447	0,5732	0,0469	0,1343
1. Електротяга залізн.трансп.	0,7958	1,0938	0,9143	-	-
				1,6029	0,8698
2. Міськ.електротранспорт	0,1287	1,7986	0,5560	0,5672	2,5970
3. Магістр.трубоп.транспорт	0,7862	1,1392	0,8778	0,3187	0,1799

1. Ком.,водопостачання	0,7869	1,1289	0,8858	1,9640	1,3041
------------------------	--------	--------	--------	--------	--------

Таблиця 3.6 – Характеристика споживачів за 21.12.16

Галузь	Кн	Кmax	Кз	Квн	Квпл
1.1. Нафтодобувна	0,8437	1,0814	0,9247	0,1721	0,0559
1.2. Нафтопереробна	0,8792	1,0625	0,9412	0,2034	0,0737
1.3. Газова	0,8597	1,0922	0,9156	0,1815	0,0634
1.4. Вугільна	0,7684	1,1103	0,9007	-	-
4.1. Азотна	0,9319	1,0399	0,9616	0,5650	0,0941

Продовження таблиці 3.6.

4.2. Промисловість химволок.	0,6873	1,2439	0,8039	0,0200	0,0260
5.1. Важ.енерг.та транс.машбуд.	0,4161	1,5781	0,6337	0,4658	1,0645
5.2. Електротехнічна	0,3969	1,6580	0,6031	0,2801	0,9094
5.3. Верстатобуд. та інструм.	0,5551	1,3734	0,7281	0,2655	0,4678
5.4. Автомобільна	0,3251	1,8452	0,5419	0,1576	0,5247
5.5. Трактор.та с/г машбуд.	0,4385	1,5325	0,6525	0,2419	0,7147
7.1. Цементна	0,7661	1,1108	0,9002	-	-
9.1. Текстильна	0,4900	1,4296	0,6995	0,1259	0,3164
10.1. Цукрова	0,5060	1,4956	0,6686	0,0512	0,0888
1. Електротяга залізн.трансп.	0,7905	1,1361	0,8802	-	-
2. Міськ.електротранспорт	0,1833	1,6920	0,5910	0,7402	2,9516
3. Магістр.трубоп.транспорт	0,7550	1,1630	0,8598	0,3764	0,2461
1. Ком.,водопостачання	0,8285	1,1083	0,9023	1,6690	0,8876

Враховуючи те, що всі дані, показники, вимірюються за допомогою різних величин, мають різні інтерпретації та змінюються у різних діапазонах, їх зведено до нормованого виду таким чином, щоб змінювання відбувались у діапазоні від 0 до 1. Для цього використано формулу:

$$I_{i,j} = \left(1 + e^{\frac{\bar{x}_j - x_{i,j}}{\sigma(x_j)}} \right)^{-1}. \quad (3.22)$$

Наприклад для К_н за 21.12.16:

$$\bar{x}_1 = \frac{0,844 + 0,879 + \dots + 0,755 + 0,829}{18} = 0,635,$$

$$\sigma(x_1) = \sqrt{\frac{(0,844 - 0,635)^2 + \dots + (0,829 - 0,635)^2}{18 + 1}} = 0,184,$$

$$I_{1,1} = \left(1 + e^{\frac{\bar{x}_1 - x_{1,1}}{\sigma(x_1)}}\right)^{-1} = \left(1 + e^{\frac{0,635 - 0,835}{0,184}}\right)^{-1} = 0,768.$$

Всі інші нормалізовані значення зведені до таблиць та перенесені до програми PASW Statistics. Виконуємо кластеризацію методом «найближчого сусіда», використовуючи інтервальну міру – косинус. Результати показано на рисунках 3.4-3.10.

	Група	Кн	Кmax	Кз	Квн	Квл
1	Нафтодобувна	,75755724	,24649361	,76943194	,51077727	,38308938
2	Нафтопереробна	,79125349	,23043058	,79339281	,52523860	,38936001
3	Газова	,77317171	,25605945	,75521393	,51512239	,38570588
4	Вугільна	,67457525	,27252306	,73091911	,14871555	,21703354
5	Азотна	,83473782	,21218994	,82057047	,68368200	,39661480
6	Промисловість химволок.	,57142908	,41219472	,54281656	,44065498	,37260517
7	Важ. енерг. та транс. машбуд	,23333159	,77071290	,21689316	,64269558	,73602026
8	Електротехнічна	,21513452	,83026654	,17576913	,56049009	,68879646
9	Верстатобуд. та інструм.	,39354230	,56272333	,38314853	,55383782	,53417349
10	Автомобільна	,15642779	,92168520	,11220159	,50406033	,55515692
11	Трактор. та с/г машбуд.	,25590253	,73077273	,24551242	,54299845	,62350684
12	Цементна	,67185305	,27302953	,73017617	,24017461	,25942065
13	Текстильна	,31279152	,62615768	,32718773	,48936979	,47787179
14	Цукрова	,33188000	,69537296	,27191482	,45491378	,39473092
15	Електротяга залізн. трансп.	,70044160	,29717349	,69515052	,03974484	,12936719
16	Міськ. електротранспорт	,07889812	,85153625	,16128103	,74939219	,97886624
17	Магістр. трубоп. транспорт	,65842139	,32423550	,65698342	,60384266	,45184592
18	Ком., водопостачання	,74198616	,27069867	,73359769	,94351571	,68179671
19						

Рисунок 3.4– Вигляд таблиця для режимного дня зими 2016

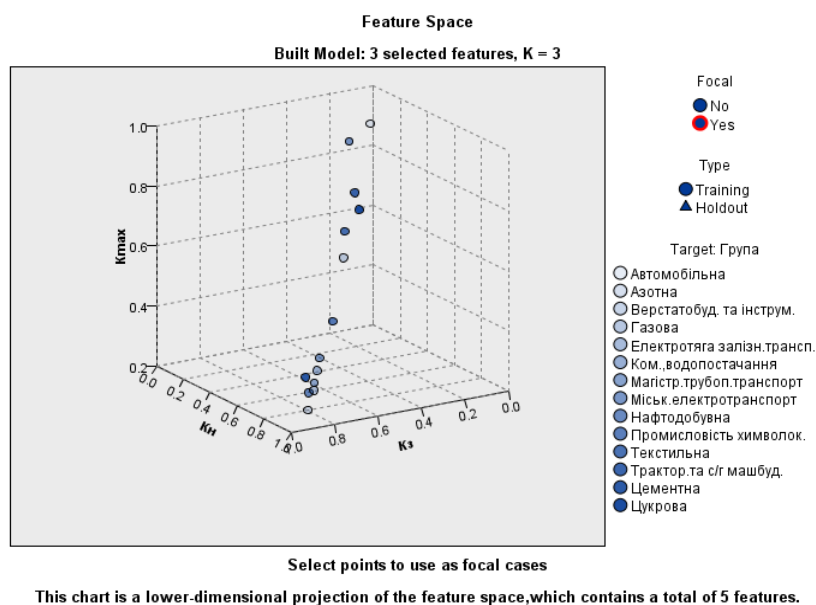


Рисунок 3.5 – Результати кластеризації за 21.12.16

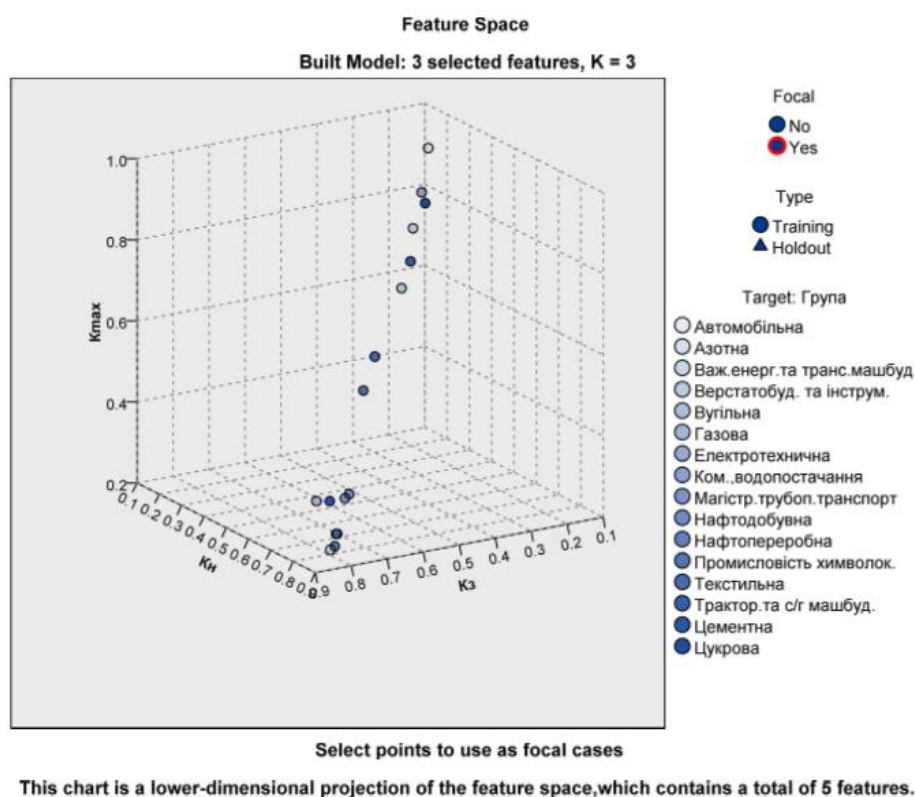
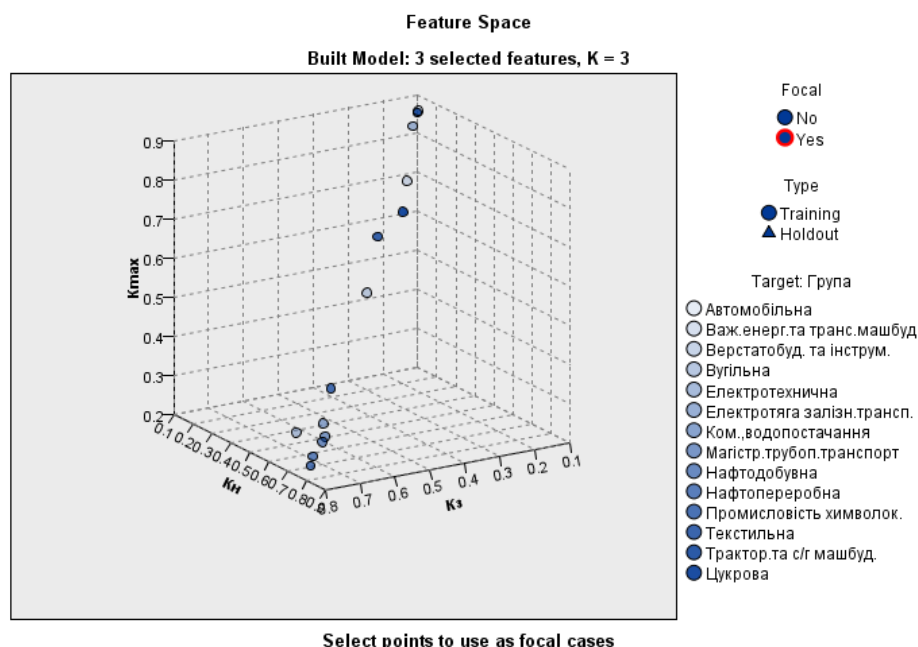
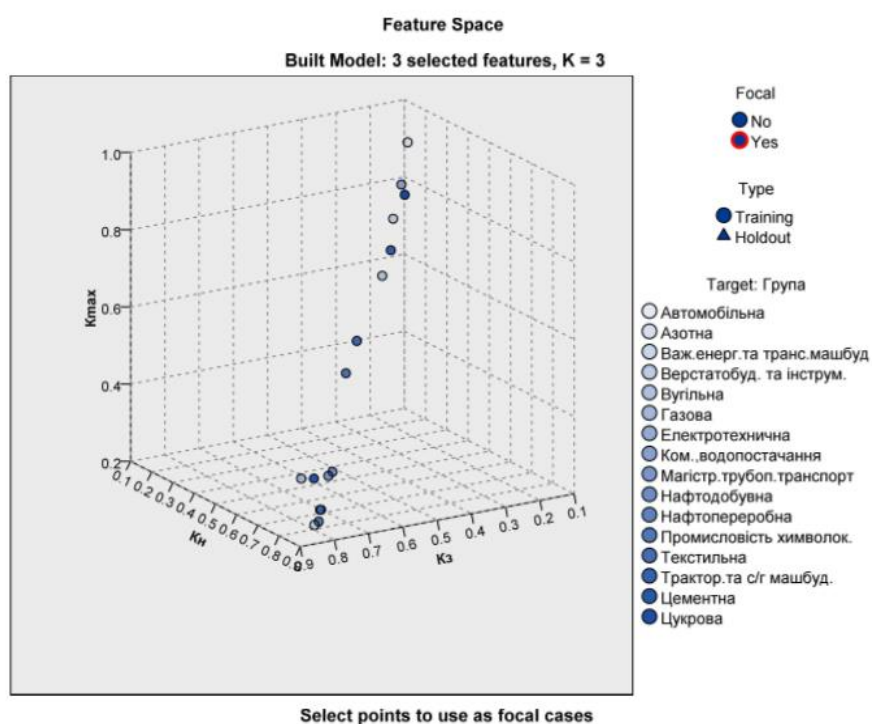


Рисунок 3.6 – Результати кластеризації за 15.06.16



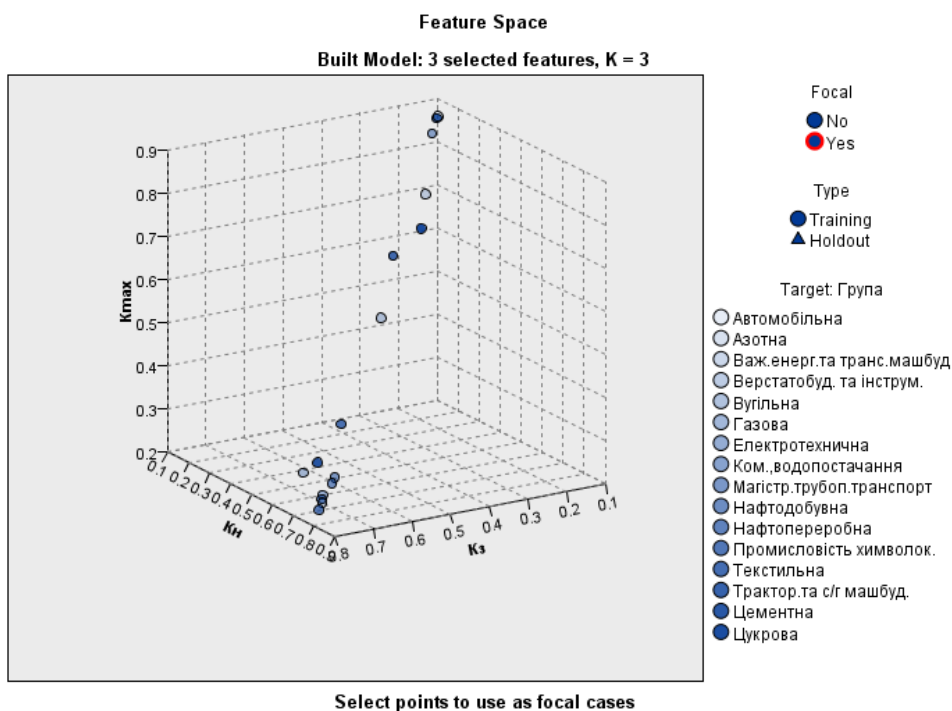
This chart is a lower-dimensional projection of the feature space, which contains a total of 5 features.

Рисунок 3.7 – Результати кластеризації за 17.06.15



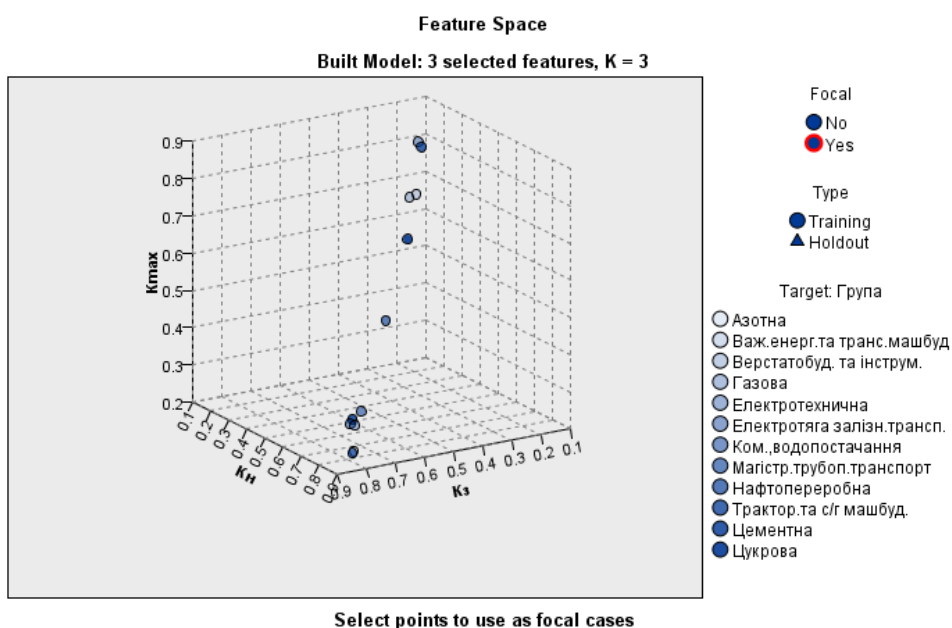
This chart is a lower-dimensional projection of the feature space, which contains a total of 5 features.

Рисунок 3.8 – Результати кластеризації за 15.06.16



This chart is a lower-dimensional projection of the feature space, which contains a total of 10 features.

Рисунок 3.9 – Результати кластеризації за літо 2015-2016



This chart is a lower-dimensional projection of the feature space, which contains a total of 10 features.

Рисунок 3.10 – Результати кластеризації за зиму 2015-2016

За результатами проведеного аналізу за 2-ма роками група споживачів тракторного та сільськогосподарського машинобудування має

схожі характеристики з цементною, нафтопереробною, текстильною та цукровою галузями.

Аналізуючи дані споживачів використаємо ієрархічний кластерний аналіз і проведемо дослідження за допомогою пакета статистичного аналізу PASW Statistics 22 [45].

Розрахунок елементів матриці відстаней з урахуванням всіх елементів матриці спостережень виконувався за формулою евклідової відстані:

$$R(\{x\}, \{y\}) = \rho(x, y) = \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2 \quad (3.23)$$

Вибрана стратегія найближчого сусіда (Nearest neighbor) або стратегія одиночного зв'язку (Single linkage)

$$R(X, Y) = \min_{x \in X, y \in Y} \rho(x, y) \quad (3.24)$$

$$\alpha_x = \alpha_y = \frac{1}{2}, \beta = 0, \gamma = -\frac{1}{2}$$

Відповідно до алгоритму кластеризації буде визначатись міра схожості між групами споживачів і взаємні зв'язки і в результаті отримаємо дендрограму, на якій відслідковується процес поєднання груп до 2. На рисунку 3.11-3.12 наведені результати кластеризації по досліджуємих регіонах за зимній період. Відповідно по вертикалі представлені споживачі, а по горизонталі відстані між кластерами. Також можна відзначити, що функція відстані має властивість монотонності, оскільки при кожному злиті відстань між кластерами тільки збільшується і немає перетинів на дендрограмі. Аналізуючи отриманий результат, можна сказати, що споживачі в більшості груп на перших етапах кластеризації зливаються в загальний кластер, а інші залишаються самотійним кластером.

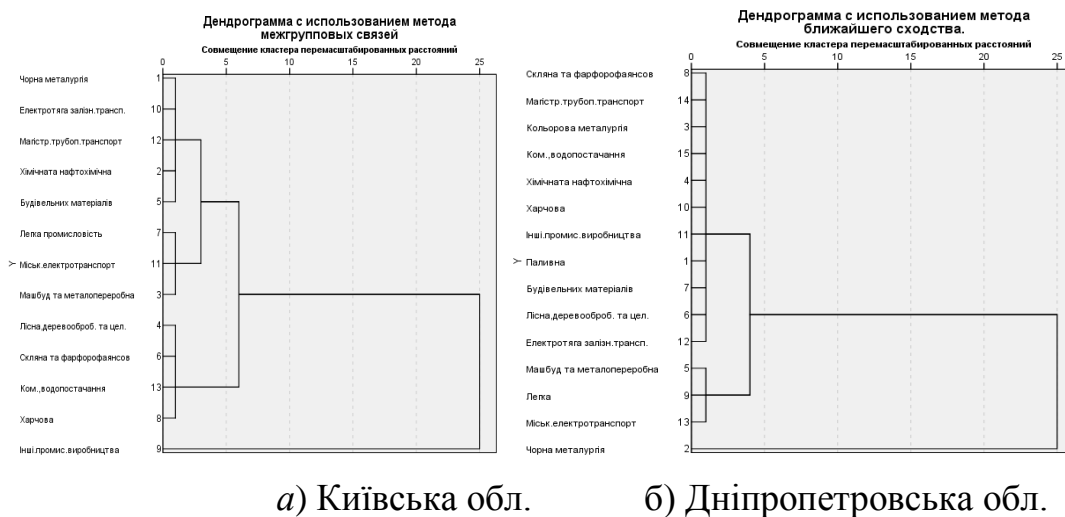


Рисунок 3.11 – Кластеризація за допомогою значень коефіцієнтів

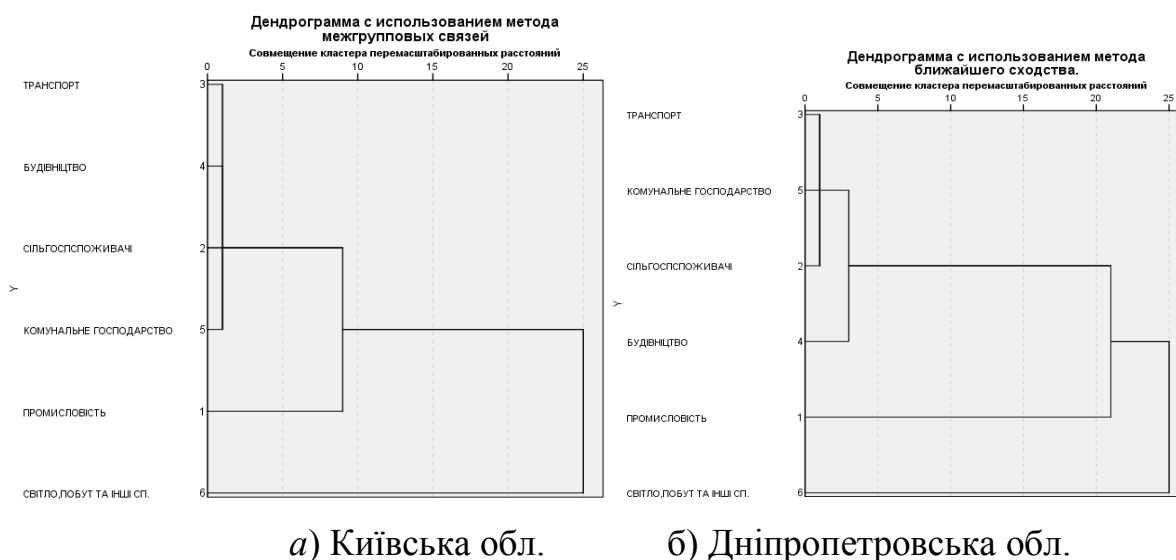


Рисунок 3.12 – Кластеризація за допомогою значень коефіцієнтів

Використання морфометричних параметрів для дослідження ГЕН наведено на рисунку 3.13 Результати кластиризації частково співпадають з попередніми. На нашу думку така розбіжність можлива. Оскільки морфометричні параметри більш ефективні при дослідженні ГЕН на рівні підприємства, на рівні області, регіону.

Оскільки аналізувались загальні дані з ОЕС України, то результати кластерного аналізу можна врахувати для експертів при формуванні загального висновку для оцінювання режимів споживання.

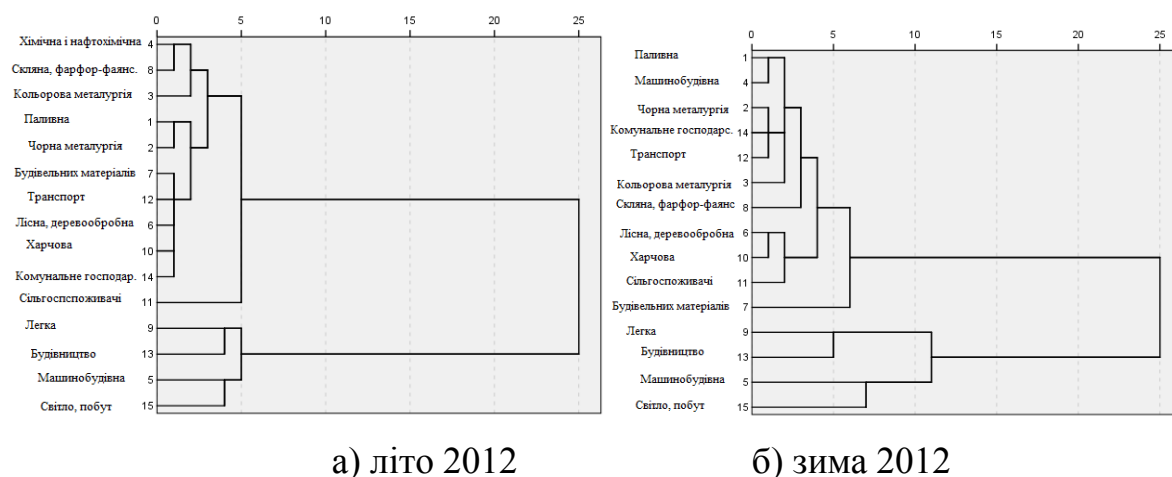


Рисунок 3.13 – Кластеризація за допомогою значень морфометричних параметрів

Враховуючи, що споживачі мають певні особливості в регулюванні навантаженням, то для застосування методів оцінювання слід поділити споживачів за рівнем регулювання навантаження з врахуванням проведеного кластерного аналізу.

Оскільки кількісні показники, які зможуть охарактеризувати вплив виділених груп на регулювання навантаженням не визначено, то опишемо їх лінгвістично в межах від 1 до 0, що дозволить в подальшому використати нечіткі моделі оцінки в нашому дослідженні.

Другий підхід. Показники які характеризують режимів споживання можна представити, як узагальнений (інтегральний) індикатор споживання електричної енергії.

Наведемо основні адаптовані принципи в проведенні аналізу ГЕН, алгоритм наведено автором [46-51]. Кожну групу споживачів можна охарактеризувати певними значеннями показників, які використовувались в попередньому підході, потім інтерпретувати як деяку точку P_i , координатами якої є величини, $z_{ij}, j=1,2,...,n$. Далі визначимо координати точки $P_0 = (z_{01}, z_{02}, ..., z_{0n}) \rightarrow \max(\min)$, яку будемо називати еталоном. Розрахунок інтегрального індикатора споживання

електричної енергії i -х споживачів здійснюється за наступною формулою (3.25)

$$f(x_i) = 1 - \frac{d_{i0}}{d_0} \quad (3.25)$$

$$d_0 = \bar{d} + aS_d; \quad \bar{d} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m d_{i0}; \quad S_d = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (d_{i0} - \bar{d})^2},$$

де d_{i0} – відстань від точки P_i до точки P_0 , a – деяке додатне число, яке вибирають так, щоб усі значення індикатора знаходилися між нулем і одиницею (в даних обчисленнях $a = 3$). Згідно з цим алгоритмом обчислення інтегрального індикатора споживання електричної енергії в ідеалі дорівнює 1. В таблиці 3.3 представлено отримані значення і їх інтерпретація на діаграмі (рисунок 3.14) дозволяє також визначити споживачів електроенергії, за рівнем регулювання навантаження, розглядаючи їх розміщення по концентричним колам.



а) літо 2012

б) зима 2012

Рисунок 3.14 – Діаграма, що ілюструє значення інтегрального індикатора споживання електричної енергії по групах

Враховуючи існуючі статистичні дані, по яким було проведено дослідження з використанням математико-статистичних методів можна розподілити споживачів за рівнем регулювання навантаженням (таблиця 3.7).

Таблиця 3.7 – Оцінка режимів споживання

№	Споживачі	Значення індикатора $f(x_i)$	
		Літо2012	Зима2012
1.	Паливна	0,979790349	0,982658508
2.	Чорна металургія	0,920492831	0,959465727
3.	Кольорова металургія	0,885501548	0,901963889
4.	Хімічна і нафтохімічна	0,960479601	0,940966645
5.	Машинобудівна та металоперер.	0,333567805	0,302584674

Продовження таблиці 3.7.

6.	Лісна, деревообр. й целюлозн.	0,825469861	0,79474185
7.	Будівельних матеріалів	0,792503066	0,809106983
8.	Скляна та фарфоро-фаянсова	0,918392527	0,913384285
9.	Легка	0,233618252	0,207694048
10.	Харчова	0,733320935	0,725867144
11.	Сільгоспспоживачі	0,797506609	0,724390255
12.	Транспорт	0,80169294	0,781518573
13.	Будівництво	0,395765693	0,439748241
14.	Комунальне господарство	0,740131736	0,803115274
15.	Світло, побут, інші непром.	0,405012248	0,455586436

Також аналізуючи питому вагу споживання електроенергії за 2012 р. (рисунок 3.15) по виділеним групам можна стверджувати, що з високим рівнем регулювання навантаження складають 34,41%, з достатнім - 13,32 %, задовільним - 18,44 %, низьким – 26,72 %.

Тому впровадження методів оцінювання по відповідним групам за рівнями регулювання навантаження є досить важливим і їх застосування в залежності від рівня регулювання наведено в таблиці 3.8

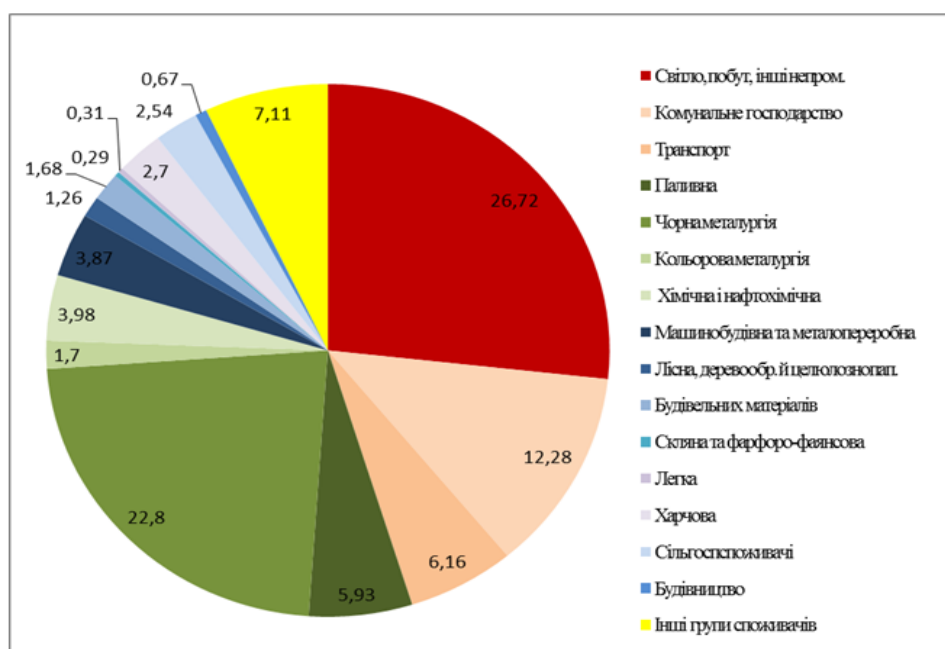


Рисунок 3.15 – Питома вага споживання електроенергії виділеними групами по Україні за 2012 р.

Таблиця 3.8 – Використання режимів споживання електричної енергії

Потенціал регулювання навантаження				
	Група 1 Високий	Група 2 Достатній	Група 3 Задовільний	Група 4 Незадовільний
	Чорна металургія Паливна Хімічна і нафтохімічна Кольорова металургія	Харчова Лісна, деревообр. й целюлознопап. Будівельних матеріалів Будівництво Легка Сільгоспспоживачі	Комунальне господарство Транспорт	Світло, побут, інші непром. та дрібномот

		Машинобудівна та метало переробна Скляна та фарфоро- фаянсова		
--	--	--	--	--

Продовження таблиці 3.8

Методи оцінювання режимів споживання	<i>Економічні Технічні</i>	<i>Економічні Адміністративні Технічні</i>	<i>Економічні Адміністративні Комунікативні Технічні</i>	<i>Економічні Адміністративні Комунікативні Технічні</i>

За результатами роботи проаналізовано розподіл споживачів, сформовано підходи щодо використання методів оцінювання режимів споживання та наведені пропозиції для підвищення ефективності оцінювання режимів споживання.

Доведено, що використання запропонованого підходу щодо дослідження графіків електричних навантажень на рівні обласних електропередавальних організацій та їх районних підрозділів дозволить ефективно впроваджувати методи оцінювання режимів споживання.

3.2 Алгоритми та структурні моделі реалізації оцінювання режимів споживання електроенергії

Запропонована модель забезпечення надійності електропостачання в розподільних мережах дозволить використати комплексний підхід аналізу режимів споживання та дозволить ефективно здійснювати моніторинг електричних мереж (рисунок 3.16).

Для реалізації системи була використана технологія MVC 4. Model-View-Controller (MVC) представляє з себе схему використання декількох шаблонів проектування, яка дозволяє розділити на три окремих компонента модель системи, призначений для користувача інтерфейс і взаємодія з користувачем. При цьому модифікація одного з компонентів надає мінімальний вплив на інші.

Таким чином, технологія MVC передбачає поділ архітектури додатку на три компонента взаємодіючих між собою (рис. 3.17):

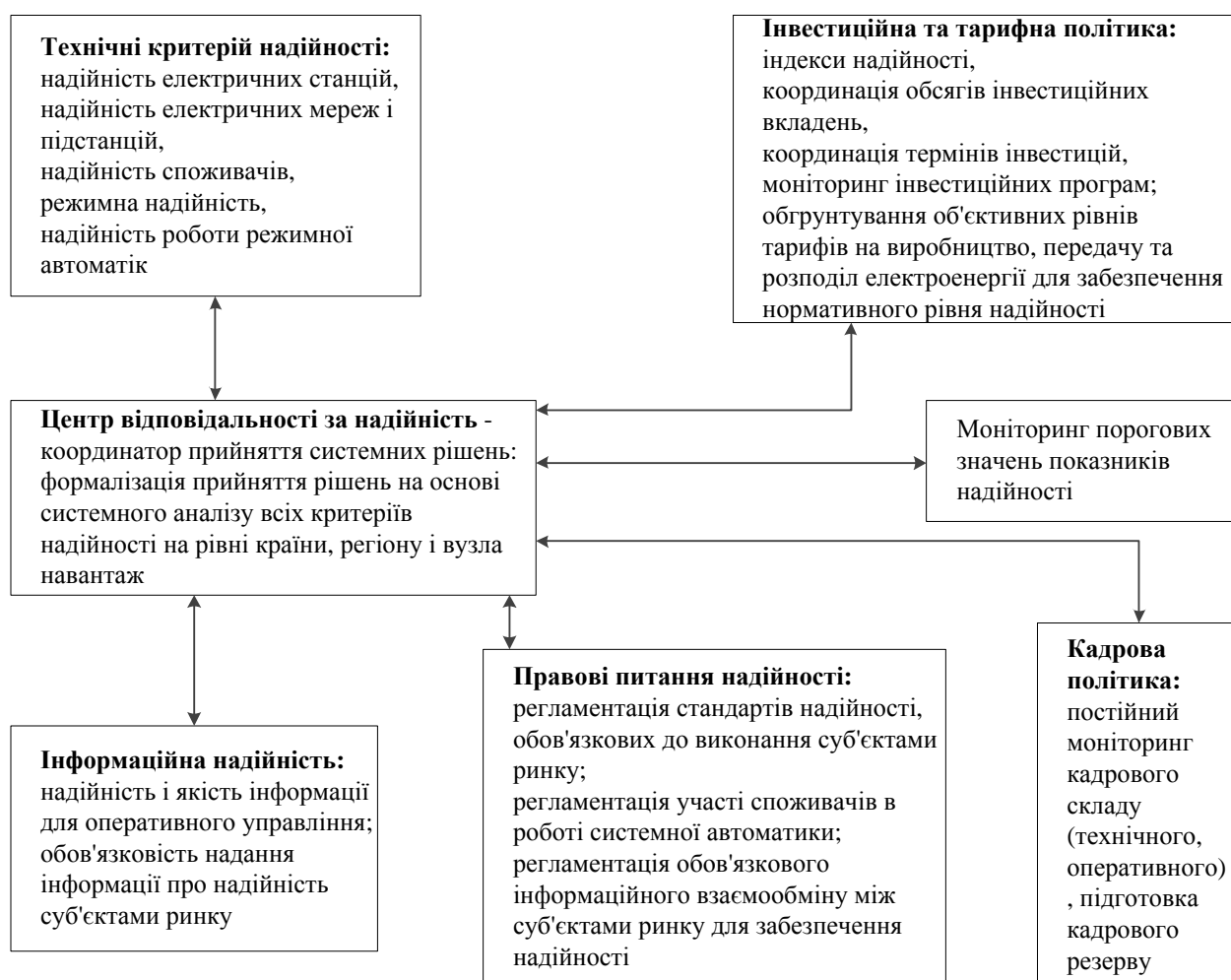


Рисунок 3.16 Модель забезпечення надійності електропостачання в розподільних мережах

- Модель, яка відображає бізнес-логіку системи;

Це дані і правила, які використовуються для роботи з даними, які представляють концепцію управління системою. Модель дає контролеру уявлення даних, які запросив користувач. Модель містить найбільш важливу частину логіки нашого застосування, логіки, яка вирішує завдання, з якою ми маємо справу. Контролер містить в основному організаційну логіку для самої системи.

- Вид візуалізує запитані у моделі дані;

Вид забезпечує різні способи представлення даних, які отримані з моделі. Він може бути шаблоном, який заповнюється даними. Може бути кілька різних видів, і контролер вибирає, який підходить якнайкраще для поточної ситуації.

- Контролер забезпечує взаємодію користувача з моделлю.

Контролер керує запитам користувача (коли користувач натискає на елементи інтерфейсу для виконання різних дій). Його основна функція - викликати і координувати дію необхідних ресурсів і об'єктів, потрібних для виконання дій, що задаються користувачем. Зазвичай контролер викликає відповідну модель для задачі і вибирає відповідний вид.

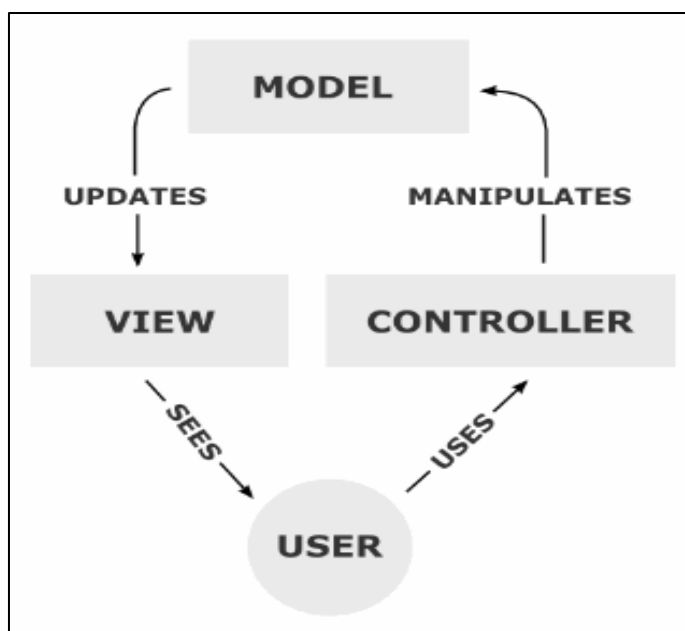


Рисунок. 3.17 Шаблон розробки MVC.

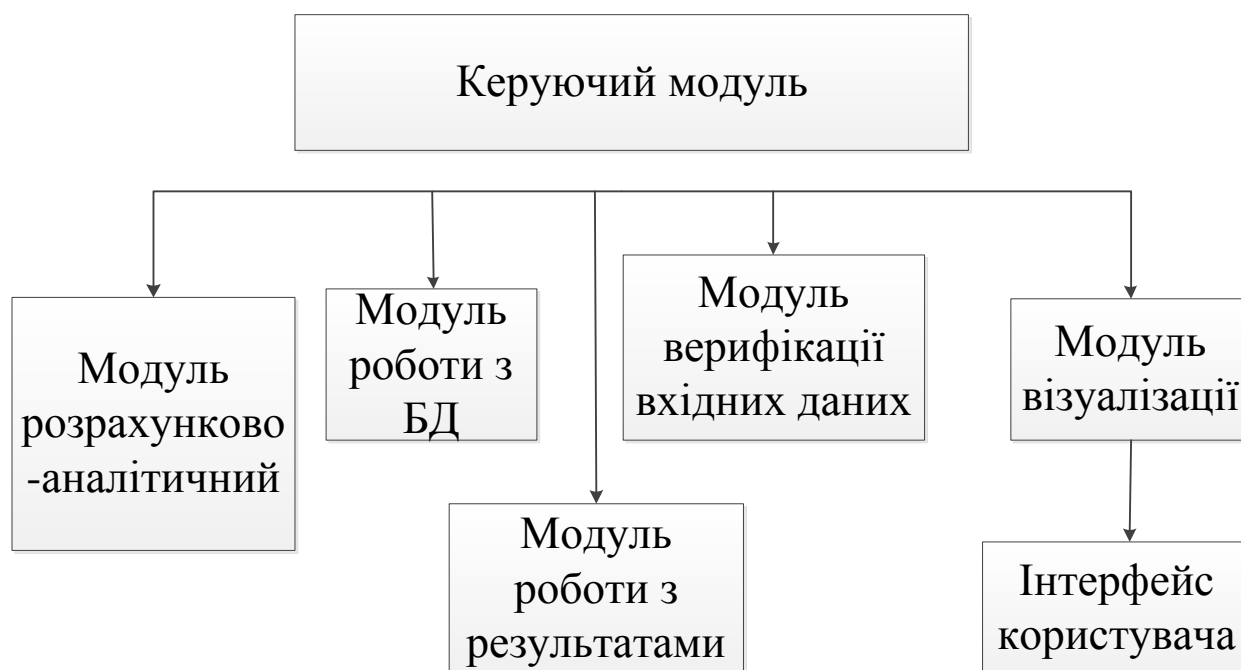


Рисунок 3.18 – Архітектура комплексної системи оцінювання режимів
споживання електричної енергії

– модуль розрахунково-аналітичний модуль. Сутність і зміст розрахунково-аналітичного модулю полягає в тому, що на основі аналізу актуальних характерних графіках навантаження, прийнятих за базу проводиться аналіз и оцінка фактичних графіків навантаження наданих споживачем.

– модуль верифікації вхідних даних: для базового варіанту та для варіанту користувача;

– модуль візуалізації наглядно демонструє результати оцінки і проміжні значення.

Інтерфейс користувача - інтерфейс, що забезпечує передачу інформації між користувачем і програмно-апаратними компонентами.

Головними методами даного інтерфейсу будуть :

- 1) виведення інформації з системи до користувача
- 2) введення інформації / команд користувачем в систему

На рисунку 3.19. представлено складові розрахунково-аналітичного модулю, який включає вхідні дані та методи оцінювання режимів споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах.

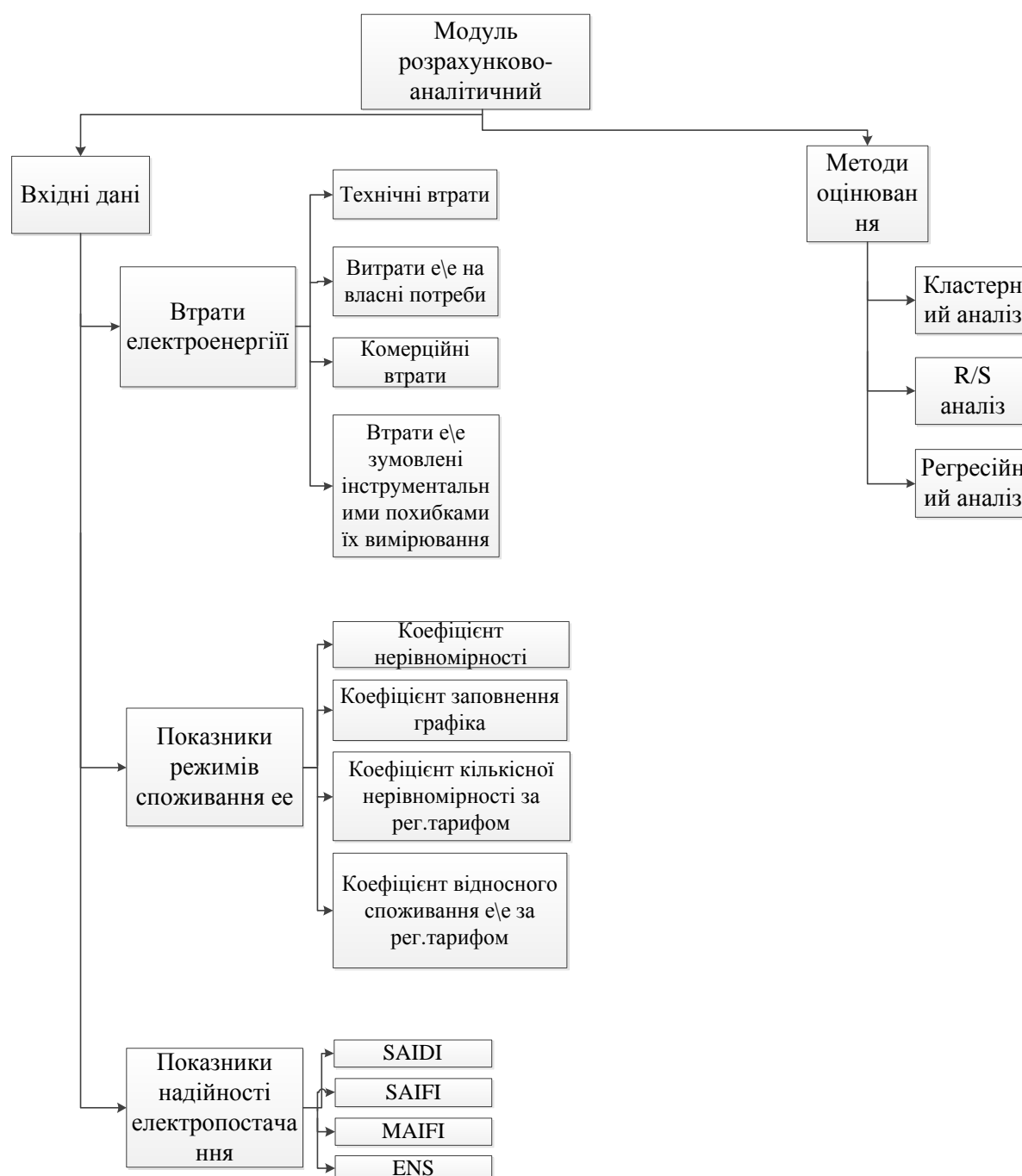


Рисунок 3.19. Структурна схема розрахунково-аналітичного модулю

Висновки до розділу 3

1. Запропоновано підхід до проведення відповідної оцінки режимів споживання електричної енергії з врахуванням критеріїв нерівномірності. На підставі сформованих критеріїв можна одержати комплексну оцінку впливу споживачів на функціонування розподільних електричних мереж.

2. Запропоновано алгоритмічні засади підтримки прийняття рішень щодо оцінювання режимів споживання, які враховують особливості роботи споживачів відповідно до графіків електричних навантажень. Їх застосуванням забезпечується підвищення ефективності роботи розподільних електричних мереж та дозволить врахувати негативний вплив споживачів електричної енергії

4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Ідея проекту полягає у створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання операторами системи розподілу, електропередавальними компаніями або особами, які використовують ці технології для енергозабезпечення своїх потреб, які зможуть формувати типові графіки по реальним ГЕН для свого регіону або споживачів і планувати або прогнозувати режими споживання. Використання споживачами даного програмного продукту передбачає аналіз та оцінка фактичних графіків навантаження наданих споживачем базуючись на актуальних характерних графіках навантаження.

Опис ідеї стартап-проекту, що розкриє цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів, вказаний у таблиці 4.1 [52].

Таблиця 4.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрями застосування	Вигоди для користувача
Розробка програмного забезпечення для формування типових графіків по реальним ГЕН для свого регіону або споживачів.	1. Прогнозування або планування режимів споживання електроенергії.	- зниження витрат для споживачів за рахунок ефективного планування режиму роботи
	2. Виконання електричних розрахунків в розподільних електричних мережах;	- отримання аналітичних даних для прийняття рішень

Продовження таблиці 4.1

	3. Обчислення втрат енергії та напруги в елементах електричних мереж;	- прийняття управлінських рішень; визначення системи основних принципів та закономірностей; ухвалення та реалізація новацій операторами системи розподілу.
--	---	--

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

Наразі немає конкурента оскільки кодекс системи розподілу прийнятий недавно і до кінця року зараз відбувається процес отримання ліцензій для операторів системи розподілу це ниві суб'єкти в електроенергетиці

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу необхідно провести аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту (технології створення товару).

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, що зображені у таблиці 4.2 [52].

Таблиця 4.2 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Розробка програмного забезпечення для формування типових	Мова програмування <u>Java</u>	наявна	доступна

2.	графіків електричного навантаження	Мова програмування PHP	наявна	доступна
----	--	------------------------------	--------	----------

Продовження таблиці 4.2.

Обрана технологія реалізації ідеї проекту: мова програмування JavaScript
--

Хоча мова програмування Java дозволить легко написати роботу програми у мережі Інтернет, проте мова програмування PHP дозволяє реалізувати ідеї проекту набагато швидше и дешевше. Тому обрана технологія реалізації ідеї проекту: мова програмування PHP.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Аналіз ринкового середовища: складання таблиці факторів, що сприяють ринковому впровадженню проекту, та факторів, що йому перешкоджають, ці фактори перераховані у таблицях 4.3 і 4.4 відповідно [52]. Фактори в таблиці подаються в порядку зменшення значущості.

Таблиця 4.3 - Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1.	Складне економічне становище в країні	Брак коштів щодо реалізації програмного продукту	Зниження ціни
2.	Конкуренція	Створення аналогічного програмного забезпечення з дешевшою ціною	Зниження ціни

Таблиця 4.4 - Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1.	Розвиток програмного забезпечення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Реклама продукту

Фінальним етапом ринкового аналізу можливостей впровадження проекту є складання SWOT-аналізу - матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities), SWOT-аналіз продемонстрований у таблиці 4.5.

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками (прогнозованими результатами) впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення. Наприклад: зниження доходів потенційних споживачів – фактор загрози, на основі якого можна зробити прогноз щодо посилення значущості цінового фактору при виборі товару та відповідно, – цінової конкуренції (а це вже – ринкова загроза).

Таблиця 4.5 - SWOT- аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - стартап-проект є монополістом на ринку України; - постійна он-лайн підтримка програмного забезпечення; - періодичне інформування користувача; 	<p>Слабкі сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вимагає підключення до мережі Інтернет; - відсутність зацікавлення у незаможних громадян;
<p>Можливості:</p> <ul style="list-style-type: none"> - розвиток програмного забезпечення; - легкий доступ до програмного забезпечення; 	<p>Загрози:</p> <ul style="list-style-type: none"> - складне економічне становище в країні; - конкуренція.

4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів. Вибір цільових груп потенційних споживачів проведений у таблиці 4.6 [52].

Таблиця 4.6 - Вибір цільових груп потенційних споживачів

№ п/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів	Орієнтовний попит в межах цільової	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
-------	--	-----------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------

		сприйняти продукт	групи (сегменту)		
1.	Електропередавальні компанії	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто

Продовження таблиці 4.6

2.	Інвестори	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
3.	Державні органи влади	Часткова готовність	Високий	Помірна	Складно
Які цільові групи обрано: електропередавальні компанії					

Оскільки компанія зосереджується на одному сегменті – вона обирає стратегію концентрованого маркетингу.

4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Визначення ключових переваг концепції потенційного товару показано у таблиці 4.7 [5]2.

Таблиця 4.7 - Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

№ п/п	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі, або такі, що потрібно створити)
1.	Надійність та захищеність	Індивідуальний доступ (ключ) для кожного клієнта	Індивідуальний доступ
2.	Повнота даних	Аналіз даних по кожному об'єкту	Повнота даних по всім РДЕ
3.	Достовірність інформації	Інформація отримана напряду від реальних ГЕН	Інформація є достовірною та перевіреною
4.	Підтримка та оновлення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Врахування індивідуальних побажань клієнтів, перед кожним

			оновленням програмного забезпечення
--	--	--	---

Концепція, згідно з якою компанія ретельно обмірковує і координує роботу своїх численних каналів комунікації називається концепція маркетингової комунікації, вона продемонстрована у таблиці 4.8. Це робиться з метою вироблення чіткого, послідовного і переконливого уявлення у споживачів про продукт. Спрямована на інформування, переконання, нагадування споживачам та ринку в цілому про продукт і діяльність [52].

Таблиця 4.8 - Концепція маркетингової комунікації

№ п/ п	Цільові групи	Канали комунікації, якими користують ся цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонува ння	Завдання рекламного повідомле ння	Концепція рекламного звернення
1.	Електропередавальні компанії	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність
2.	Інвестори	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність
3.	Державні органи влади	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність

Висновки до розділу 4

1. Розроблено стартап-проект, ідея якого полягає у створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання

операторами системи розподілу, електропередавальними компаніями або особами, які використовують ці технології для енергозабезпечення своїх потреб.

2. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту показав, що даний продукт вразливий до таких загроз як слабка купівельна спроможність громадян та посилена конкуренція, проте цим загрозам можна протистояти якщо знизити ціну на продукт.

3. Дослідження дозволило визначити, що найбільший попит серед всіх цільових груп матимуть електропередавальні компанії.

4. Огляд довів, що бар'єром для впровадження стартап-проекту буде відсутність зацікавлення у незаможних громадян та вимога до постійного підключення до мережі Інтернет.

5. Аналіз підтвердив, що підтримка проекту в режимі он-лайн і регулярне оновлення програмного продукту дає можливість бути комерційно привабливим цьому проекту для інвесторів і електропередавальних компаній.

ВИСНОВКИ

1) В результаті аналізу нормативного забезпечення встановлено необхідність розроблення системи оцінювання, як інструмента для оператора системи розподілу, який здійснює забезпечення в кожний момент часу технічної можливості відбору (споживання) електричної енергії із системи розподілу електроустановками споживачів, за умов безпечної та надійної роботи мереж системи розподілу

2) В даній роботі проаналізовано режими споживання електроенергії, сформовано підходи щодо використання методів оцінювання та розглянуто показники на критерії, які дозволяють оцінити режими споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах.

3) Теоретично доведено, апробовано та запропоновано для практичної реалізації підходи щодо оцінювання режимів споживання електричної енергії з врахуванням критеріїв нерівномірності. На підставі сформованих критеріїв можна одержати комплексну оцінку впливу споживачів на функціонування розподільних електричних мереж

4) Розроблено моделі та структурні схеми для формування системи оцінювання режимів споживання розподільних електричних мереж з застосуванням методології об'єктно-орієнтованого моделювання, що базуються на сучасних інформаційних технологіях.

5) Розроблено стартап-проект «Система для формування типових графіків електричного навантаження по реальним графікам електричного навантаження для свого регіону або споживачів» в якому розглянуто програмне забезпечення, сфери застосування та визначено ключеві переваги проекту.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навч. посібник / В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко, І. В. Барбашов та ін.; за ред. І. Г. Абраменка; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х. : ХНАМГ, 2013. – 193 с.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року // розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 №605-р
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Нормы технологического проектирования энергетических систем и электрических сетей 35 кВ и выше. ГКД 341.004.003-94. – Киев, 1994.
5. Кодекс систем розподілу // Постанова НКРЕКП 14.03.2018 № 310
6. Журахівський А.В., Кінаш Б.М., Пастух О.Р. Надійність електричних систем і мереж: Навчальний посібник. – Львів: Вид. Львівської політехніки, 2012. 280 с.
7. Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем: Монография. – Екатеринбург: ГОУ ВПО Уральский государственный технический университет – УПИ, 2002, 210 с.
8. Закон України «Про ринок електричної енергії».
9. Закон України «Про електроенергетику».
10. Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України».

11. Порядок постачання електричної енергії споживачам, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 24.03.1999 № 441 «Про невідкладні заходи щодо стабілізації фінансового становища підприємств електроенергетичної галузі»
12. Правила підключення електроустановок споживачів до спеціальної автоматики вимкнення навантаження (САВН), затверджені наказом Мінпаливенерго України від 29.07.2002 № 449, зареєстрованів Мінюсті 15.08.2002 за № 667/6955 (у редакції наказу Міненерговугілля від 31.07.2012 № 554).
13. Методика проведення контрольних вимірів фактичної електричної потужності в споживачів у години максимуму навантаження ОЕС України, затверджена наказом Мінпаливенерго України від 19.05.2003 № 241, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 03.06.2003 за №426/7747).
14. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах, затверджена наказ Мінпаливенерго (Міненерговугілля) України від 01.12.2003 № 714, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 18.12.2003 за №1177/8498 (у редакції наказу Міненерговугілля від 31.07.2012 № 553).
15. Інструкція про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також протиаварійних систем зниження електроспоживання, затверджена наказом Мінпаливенерго України від 23.11.2006 № 456, зареєстрована в Мінюсті 19.02.2007 за № 151/13418.
16. Порядок організації проведення вимірів електричного навантаження в режимний день, затверджений наказом

- Мінпаливенерго України від 15.01.2008 № 7 зареєстрований в Міністерстві юстиції України 06.02.2008 за №84/14775.
17. Інструкція про складання і застосування графіків погодинного відключення електроенергії, затверджена наказом Міненерговугілля України від 15.10.2015 № 654, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 28.01.2016 за №153/28283.
 18. Кодекс систем розподілу // Постанова НКРЕКП 14.03.2018 № 310
 19. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.:Энергоатомиздат, 1989
 20. Методичні вказівки до самостійного вивчення курсу «Електропостачання» / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, уклад.: А. В. Хитров, О. Ю. Поліщук, Д. В. Рум'янцев. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 49 с.
 21. Правила устройства электроустановок. – Харьков: «Форт», 2009.
 22. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навч. посібник / В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко, І. В. Барбашов та ін.; за ред. І. Г. Абраменка; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х. : ХНАМГ, 2013. – 193 с.
 23. http://www.superheater.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=168&Itemid=171 Маневренность.
 24. Нерівномірність графіка навантаження енергосистеми і способи його вирівнювання В. А. МАЛЯРЕНКО, І. Д. КОЛОТИЛО, І. Є. НЕЧМОГЛОД
 25. http://www.energetika.by/arch/~page__m21=10~news__m21=169
Выравнивание графика электрической нагрузки энергосистемы
 26. Теоретичні основи розроблення характерних графіків навантаження [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/>

27. Замулко А.І. Дослідження графіків електричних навантажень груп споживачів електричної енергії [Текст] / А.І. Замулко, Ю.А. Веремійчук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 2. – С. 82–85. (НМБ РІНЦ)
28. Волкова П.А., Шипунов А.Б. «Статистическая обработка данных в учебно-исследовательских работах». М., 2008
29. Циганенко Б.В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги. Дисертація. Спеціальність 05.14.02 – Електричні станції, мережі і системи, 2017 р
30. Звіт про результати діяльності у 2015 році [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua>.
31. Звіт про результати діяльності у 2016 році [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua>.
32. Звіт про результати діяльності у 2017 році [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua>.
33. Желєзко Ю.С. Розрахунок, аналіз і нормування втрат електроенергії в електричних мережах. - М.: НУ ЕНАС, 2002. - 280с.
34. Воротніцкій В.Е., Желєзко Ю.С., Казанцев В.М. Втрати електроенергії в електричних мережах енергосистем. - М.: Вища школа, 1983. - 368с..
35. Будзко І.А., Левін М.С. Електропостачання сільськогосподарських підприємств і населених пунктів. - М.: Агропромиздат, 1985. - 320с.
36. А.Н. Колмогоров, С.В. Фомин. «Элементы теории функций и функционального анализа». М., «Наука»б1976 .

37. Шенкао Т.М. Математическое моделирование сегментации рынка с использованием двухуровневого подхода: дис. к.ф-м. наук: 05.13.18. Черкесск, 2007.- 164 с.
38. Веремійчук Ю. А. Комплексне оцінювання ефективності управління режимами електроспоживання. Дисертація Спеціальність 05.14.01 – Енергетичні системи та комплекси. 2015 р
39. Савчук Т.О. Використання кластерного аналізу для вирішення задач цільового маркетингу / Т.О. Савчук, Р.А. Луженецький // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. -2011.- №2.- С. 144-148.
40. Гражевська Н. Використання методів кластерного аналізу при багатовимірній періодизації та типологізації в дослідженні закономірностей глобалізації країн світу / Н. Гражевська, Н. Ковтун// Вісник київського національного університету ім.. Т.Г. Шевченка. Економіка. -117/2010. - С. 4-7.
41. Halkidi M. On clustering validation techniques/ M. Halkidi, Y. Batistakis, M. Vazirgiannis// Journal of intelligent information systems. 17: 2/3. – 2001.- P 107-145.
42. Chingang Nde Daniel Using the Servqual model to assess service quality and customer satisfaction / Chingang Nde Daniel, Lukong Paul Berinyunuy // Umea school of business. Umea University. 76 p.
43. Добровольський В.К. Економіко-математичне моделювання енергетичних систем / В.К. Добровольський, О.В. Стогній, В.О. Костюк, М.І. Каплін //НВП «Видавництво “Наукова думка” НАН України». – 2013р. 250 с.
44. Тихомирова О.В. Новый механизм дифференциации тарифов на передачу электрической энергии по группам потребителей /О.В. Тихомирова, И.В. Виноградов// Электро 4/2007. –С. 40 45.

45. IBM SPSS Statistics Guides. Режим доступу: <http://www.norusis.com/>.
46. Лукань Л. Застосування кластерного аналізу для оцінки розвитку малого підприємництва в регіонах України / Л. Лукань, Г. Цегелик // Формування ринкової економіки в Україні. – 2009. – Вип. 19. – С. 73-80.
47. Замулко А.І. Методологічні основи сегментування роздрібного ринку електричної енергії [Текст] / Зб. праць міжнар. наук.-практ. конф. [«Математическое моделирование, оптимизация и управление потокораспределением в инженерных сетях»], (01–06 жовтня 2011 р., м. Харків) / А.І. Замулко, Ю.А. Веремійчук / с. Кореїз, м. Ялта. – 2011. – С. 27-28.
48. Замулко А.І. Дослідження графіків електричних навантажень груп споживачів електричної енергії [Текст] / А.І. Замулко, Ю.А. Веремійчук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 2. – С. 82–85. (НМБ РІНЦ)
49. Замулко А.І. Сегментування роздрібного ринку електричної енергії з використанням алгоритмів нечіткої логіки [Текст] : Зб. праць міжнар. наук.-практ. конф. [«Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики»], (17–20 квітня 2012 р., м. Київ) / А.І. Замулко, Ю.А. Веремійчук, Ю.В. Чернецька / НТУУ «КПІ». – 2012. – С. 148-149.
50. Замулко А.І. Дослідження графіків електричних навантажень груп споживачів електричної енергії [Текст] : Зб. праць міжнар. конф. [«Оптимальное управление электроустановками (ОКЕУ-2013)»], (22–24 жовтня 2013 р., м. Вінниця) / А.І. Замулко, Ю.А. Веремійчук // Вінницький національний технічний університет. – 2013 р. – С. 44-45.
51. Замулко А.І. Аналіз організації функціонування енергетичного ринку України в умовах невизначеності [Текст] : Зб. праць наук.-

практ. семін. [«Економічна безпека держави і науково-технологічні аспекти її забезпечення (Недінські читання)»], (21-22 жовтня 2010 р., м. Київ) / А.І. Замулко, Ю.А. Веремійчук / НТУУ «КПІ». – 2010. – С. 117-123.

52. Розроблення стартап-проекту : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с